

DECISIÓN DE LA COMISIÓN**de 26 de septiembre de 2001****por la que se declara una concentración compatible con el mercado común y con el Acuerdo sobre el EEE****(Asunto COMP/M.2434 — Grupo Villar Mir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico) ^(a)***[notificada con el número C(2001) 2861]***(El texto en lengua española es el único auténtico)****(Texto pertinente a efectos del EEE)**

(2004/135/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, y, en particular, la letra a) del apartado 2 de su artículo 57,

Visto el Reglamento (CEE) n° 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas ⁽¹⁾, cuya última modificación la constituye el Reglamento (CE) n° 1310/97 ⁽²⁾, y, en particular, el apartado 2 de su artículo 8,

Vista la Decisión de la Comisión, de 1 de junio de 2001, de incoar el procedimiento en el presente asunto,

Tras haber dado a las empresas afectadas la oportunidad de ser oídas en relación con las objeciones formuladas por la Comisión,

Visto el dictamen del Comité consultivo para el control de las operaciones de concentración entre empresas ⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

(1) El 4 de abril de 2001, la Comisión recibió la notificación de un proyecto de concentración, de conformidad con el artículo 4 del Reglamento (CEE) n° 4064/89 (en lo sucesivo, «el Reglamento de concentraciones»), por el cual las empresas Grupo Villar Mir y Energie Baden-Württemberg (EnBW), ésta última controlada conjuntamente por Electricité de France (EDF) y Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (OEW), adquieren el control conjunto de la empresa española Hidroeléctrica del Cantábrico SA (Hidrocantábrico) mediante una oferta pública de adquisición presentada por la empresa Ferroatlántica SL (Ferroatlántica). Ferroatlántica

pertenece al Grupo Villar Mir y, tras la culminación de la operación, estará sujeta al control conjunto de este grupo y de EnBW.

- (2) La notificación se declaró incompleta el 6 de abril de 2001. El 10 de abril de 2001, las partes notificantes proporcionaron la información adicional solicitada. En esta fecha se completó la notificación a efectos del apartado 1 del artículo 10 del Reglamento de concentraciones.
- (3) Tras examinar la notificación, la Comisión ha concluido que la operación notificada entra en el ámbito del Reglamento de concentraciones.
- (4) Por carta de 14 de mayo de 2001, las autoridades españolas informaron a la Comisión, de conformidad con el artículo 9 del Reglamento de concentraciones, que la operación propuesta crearía o fortalecería una posición dominante colectiva como consecuencia de lo cual se obstaculizaría de forma considerable la competencia efectiva en el mercado de la generación de electricidad en España. Al mismo tiempo, la concentración afectaría también al mercado de la distribución y comercialización de electricidad en la Comunidad Autónoma de Asturias, que reuniría todas las características de un mercado independiente y no constituiría una parte sustancial del mercado común. Por tanto, las autoridades españolas pidieron la remisión de la concentración propuesta con arreglo al artículo 9 del Reglamento de concentraciones.
- (5) Tras haber completado su primer examen del caso, la Comisión concluyó que la concentración suscitaba serias dudas en cuanto a su compatibilidad con el mercado común, pues podía crear o fortalecer una posición dominante como consecuencia de lo cual se obstaculizaría de forma significativa la competencia efectiva en el mercado común o en una parte sustancial del mismo. En consecuencia, el 1 de junio de 2001 la Comisión decidió incoar el procedimiento previsto en la letra c) del apartado 1 del artículo 6 del Reglamento de concentraciones.

^(a) Véase el informe final del consejero auditor en el DO C 42 de 18.2.2004.

⁽¹⁾ DO L 395 de 30.12.1989, p. 1; versión corregida en el DO L 257 de 21.9.1990, p. 13.

⁽²⁾ DO L 180 de 9.7.1997, p. 1.

⁽³⁾ DO C 42 de 18.2.2004.

- (6) El Comité Consultivo discutió el proyecto de Decisión el 13 de septiembre de 2001.

I. LAS PARTES Y LA OPERACIÓN

- (7) El Grupo Villar Mir, cuya sociedad matriz es Inmobiliaria Espacio SA, es un grupo empresarial con diversos intereses en los sectores siguientes: bienes inmobiliarios, fertilizantes, construcción, concesiones de infraestructuras y servicios y gestión de inversiones financieras.
- (8) EnBW, bajo el control conjunto de EDF y OEW, es una empresa eléctrica integrada verticalmente cuya actividad principal es la generación, el transporte, la distribución, la comercialización y el suministro de electricidad, principalmente en el sudoeste de Alemania.
- (9) EDF es una empresa de propiedad estatal cuyas actividades principales son la generación, el transporte, la distribución y el comercio de electricidad en Francia. EDF/RTE, una división creada en el seno de EDF, gestiona la red nacional de transporte de electricidad y los interconectores con los países vecinos. A través de su filial EDF International («EDFI»), una sociedad *holding*, EDF posee acciones en empresas eléctricas de diversos países europeos, entre los que figuran Austria, Italia, Suecia y el Reino Unido. Por otra parte, EDF opera en los sectores de la construcción y el mantenimiento de plantas de producción eléctrica y redes de transporte y presta servicios de reciclado y de iluminación urbana.
- (10) Ferroatlántica es una empresa que se dedica a la producción, distribución y comercialización, tanto en el mercado nacional como en mercados de exportación, de varios tipos de metales y ferroaleaciones producidos en horno eléctrico, así como a la producción de energía hidroeléctrica. Es propiedad al 100 % del Grupo Villar Mir y, tras la operación propuesta, estará bajo el control conjunto de este grupo y de EnBW, que adquirirá el 50 % de su capital.
- (11) Hidrocarbónico se dedica a la generación, distribución y comercialización de electricidad y ocupa actualmente el cuarto lugar en la clasificación de las empresas eléctricas españolas. Al margen del sector eléctrico, la empresa centra sus actividades esencialmente en la distribución y comercialización de gas y en el sector de las telecomunicaciones en la Comunidad Autónoma de Asturias.
- (12) La operación propuesta consiste en la adquisición del control conjunto de Hidrocarbónico por parte del Grupo Villar Mir y EnBW mediante la entrada de EnBW en Ferroatlántica (con el 50 % de las acciones), siendo esta empresa el vehículo para la adquisición del referido control. A tal fin, las partes formalizaron una serie de acuerdos. El 28 de septiembre de 2000, Ferroatlántica, con el apoyo de EnBW, presentó una primera oferta

pública de adquisición, autorizada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 17 de enero de 2001, por el 25 % del capital de Hidrocarbónico. Después, se presentaron otras dos ofertas públicas dirigidas a la totalidad del capital social de Hidrocarbónico, una por parte del grupo formado por Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur) junto con la empresa eléctrica portuguesa Electricidade de Portugal SA (EDP) y Caja de Seguros Reunidos, Compañía de Seguros y Reaseguros SA (Caser), y la otra por parte del grupo alemán RWE. Con posterioridad, RWE retiró su oferta. Por su parte, Ferroatlántica, la primera empresa que había presentado una oferta pública, modificó su oferta inicial incrementándola hasta el 100 % del capital y mejorando las condiciones económicas de las ofertas previas. Tras la liquidación de esta última oferta, el grupo formado por Cajastur, EDP y Caser controlaba el 35 % de las acciones de Hidrocarbónico, mientras que Ferroatlántica había adquirido un 59,66 % del capital social de la citada empresa.

II. CONCENTRACIÓN

- (13) Según los acuerdos formalizados por el Grupo Villar Mir y EnBW, cada una de las dos empresas poseerá una participación del 50 % en Ferroatlántica (instrumento para la adquisición del control de Hidrocarbónico). A través de esta participación, el Grupo Villar Mir y EnBW controlarán conjuntamente Hidrocarbónico.
- (14) Como resultado de las sucesivas ofertas públicas, Ferroatlántica ha adquirido el 59,66 % de Hidrocarbónico. Según las partes notificantes, de acuerdo con los estatutos de Hidrocarbónico, en la redacción dada a los mismos en la junta general de accionistas de 22 de mayo de 2000, la adquisición de una participación claramente mayoritaria en el capital de Hidrocarbónico tras la presentación de una oferta pública por el 100 % de las acciones a un precio igual o superior a 24 euros (EUR), concede a las partes notificantes el control exclusivo en Hidrocarbónico. En efecto, Ferroatlántica tendría la mayoría absoluta de los derechos de voto, así como el derecho a designar la mayoría de los miembros del Consejo de administración.
- (15) La presente Decisión, en lo que respecta a la evaluación del control conjunto, se adopta sobre la base de la información facilitada por las partes y no prejuzga los derechos y obligaciones que puedan corresponder a los distintos grupos de accionistas con arreglo a la legislación española.
- (16) Habida cuenta de los argumentos expuestos, la operación notificada constituye una concentración de conformidad con la letra b) del apartado 1 del artículo 3 del Reglamento de concentraciones.

III. DIMENSIÓN COMUNITARIA

- (17) Las empresas implicadas en la operación propuesta (Grupo Villar Mir, EnBW e Hidrocantábrico) realizan un volumen de negocios conjunto a nivel mundial superior a 5 000 millones EUR [Grupo Villar Mir: 918 millones EUR, EnBW: 38 000 millones EUR ⁽⁴⁾, e Hidrocantábrico: 890 millones EUR]. Cada una de ellas realiza un volumen de negocios en la Comunidad superior a 250 millones EUR (Grupo Villar Mir: 843 millones EUR, EnBW: 36 000 millones EUR, e Hidrocantábrico: 890 millones EUR), y no obtienen más de dos tercios de su volumen de negocios comunitario en un mismo Estado miembro. La operación propuesta tiene, por tanto, dimensión comunitaria.

IV. MERCADOS DE REFERENCIA

A. MERCADOS DE PRODUCTO DE REFERENCIA

- (18) Tal y como se indicaba en la Decisión de la Comisión en el asunto COMP/M.1853 — EDF/EnBW, los mercados de producto de referencia en el sector de la electricidad deben delimitarse teniendo en cuenta el grado de liberalización existente. El suministro de electricidad a clientes a tarifa es un monopolio legal en el que no hay competencia. Por tanto, el mercado de producto de referencia se inscribe en el contexto del segmento del mercado que está liberalizado.
- (19) Según la definición formulada por el Tribunal de defensa de la competencia español, «procede delimitar el mercado relevante de producto como la generación de energía eléctrica que se compra y se vende a través del *pool* o mercado mayorista. En este mercado concurren en régimen de competencia, por el lado de la oferta, la energía eléctrica ofertada por el régimen ordinario ⁽⁵⁾, por el régimen especial de más de 50 MW y la importada, y por el lado de la demanda, los distribuidores [que venden energía a clientes a tarifa]* ^(*), los comercializadores [que venden energía a clientes cualificados]* y los clientes cualificados. También resultará afectado

el mercado de energía contratada mediante contratos bilaterales [suscritos entre generadores y clientes cualificados]*, en cuanto estos contratos se realizan en régimen de libre competencia» ⁽⁶⁾. Hasta el año 2003, no se permite que las empresas españolas de generación eléctrica suscriban contratos directos con comercializadores (sólo pueden vender electricidad en el *pool* o a clientes cualificados) ⁽⁷⁾. Los agentes externos tienen la posibilidad de suscribir contratos con los comercializadores españoles.

- (20) Los clientes cualificados en el mercado español son todos aquellos consumidores, independientemente de su nivel de consumo, cuyo suministro se efectúa a una tensión nominal de más de 1 000 voltios ⁽⁸⁾. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de electricidad, sin distinción alguna, tendrán la categoría de clientes cualificados, aunque continuará ofreciéndose electricidad en el mercado a tarifa, hasta el 1 de enero de 2007 ⁽⁹⁾. Los clientes cualificados en España que deseen adquirir electricidad dentro del sistema liberalizado tendrán tres opciones: a) a través del *pool*; b) a través de la celebración de los denominados «contratos bilaterales» con generadores o agentes externos; y c) a través de la celebración de contratos con comercializadores. El mercado de los clientes cualificados representa potencialmente el 54 % del consumo en España, pero los clientes que han optado por comprar la electricidad en el mercado liberalizado (es decir, directamente a través del *pool*, sobre la base de contratos bilaterales o a comercializadores) representan el 35-38 % del consumo total. En otras palabras, entre el 62 y el 65 % de la electricidad que se compra en el mercado mayorista lo adquieren los distribuidores, para su suministro ulterior a los clientes a tarifa.

^(*) Se han suprimido determinadas partes del presente texto con objeto de garantizar que no se haga pública ninguna información confidencial; estas partes se señalan mediante corchetes y un asterisco.

⁽⁴⁾ En estas cifras se ha incluido el volumen de negocios de OEW y EDF con el fin de calcular el volumen de negocios de referencia con arreglo al Reglamento de concentraciones.

⁽⁵⁾ Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y otros pequeños generadores de electricidad.

⁽⁶⁾ Informe C-60/00. Expediente de concentración económica Endesa/Iberdrola.

⁽⁷⁾ Artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (BOE nº 151 de 24.6.2000, p. 22440). La citada previsión, no obstante, no implica en modo alguno la desaparición del *pool*. El propio artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000 concluye, tras referirse a la posibilidad de que los comercializadores contraten la adquisición de energía eléctrica de los productores nacionales en régimen ordinario (a partir de 2003), que dicha energía «podrá venderse a los consumidores cualificados o integrarse en los mercados diarios o intradiarios existentes» (es decir, en el *pool*).

⁽⁸⁾ Artículo 6 del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia (BOE nº 92 de 17.4.1999, p. 14350).

⁽⁹⁾ Artículo 19 del Real Decreto-Ley 6/2000.

- (21) El *pool* funciona como se describe a continuación: i) el mercado diario, que representa más del 90 % del total de la electricidad que se vende en el mercado mayorista: existe un solo precio cada hora, el precio marginal por hora; ii) el mercado intradiario (alrededor del 6 % del total de la electricidad vendida en el mercado mayorista): la energía que no se vende en el mercado diario puede venderse después en el denominado «mercado intradiario». Por su parte, los contratos bilaterales representan menos del 3 % del total de las ventas en el mercado mayorista.
- (22) Por lo que hace, en particular, al mercado diario, se trata de un mercado equilibrado: la energía vendida equivale a la energía comprada. Los derechos de remuneración de cada vendedor se calculan sobre la base del producto de la energía vendida por el precio marginal, y, del mismo modo, las obligaciones de pago de cada comprador se calculan sobre la base del producto de las compras realizadas por el mismo precio marginal. El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y de compra. Estas ofertas se presentan al operador de mercado (OMEL) y serán incluidas en un procedimiento de casación, teniendo efectos para el horizonte diario de programa correspondiente al día siguiente de la sesión y comprensivo de 24 períodos horarios de programa consecutivos. El operador de mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de la casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal así como el volumen de energía eléctrica que se adapta para cada unidad de producción y adquisición para cada período horario de programación. Así, para cada período horario se obtiene el precio marginal correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender a la demanda de energía eléctrica.
- (23) Como consecuencia de todo lo que antecede, resulta necesario proceder a una distinción, en cuanto a los mercados de electricidad liberalizados en España, entre la electricidad que se ofrece a través del mercado mayorista (el *pool*, incluidos los contratos bilaterales de los clientes cualificados con generadores) y la que ofrecen después los comercializadores a los clientes cualificados (mercado minorista). Sin embargo, sólo el primero, el mercado mayorista, y, en particular, el *pool*⁽¹⁰⁾, y más concretamente el mercado diario, que representa algo más del 90 % de la electricidad vendida en el mercado mayorista, será objeto de análisis en la presente Decisión.

⁽¹⁰⁾ Los contratos bilaterales representan menos del 5 % del total de la energía vendida en el mercado mayorista.

B. MERCADO GEOGRÁFICO DE REFERENCIA

- (24) Habitualmente, la Comisión ha considerado que el mercado geográfico de referencia para el suministro de energía en el mercado liberalizado es de ámbito no mayor que nacional⁽¹¹⁾. Ello ha sido confirmado, para el caso español, por dos Decisiones recientes de la Comisión⁽¹²⁾, y coincide con el análisis efectuado por las autoridades españolas de defensa de la competencia⁽¹³⁾.
- (25) En particular, las importaciones en el mercado español están restringidas (y lo estarán por lo menos durante algún tiempo) por la limitada capacidad de interconexión disponible en la actualidad. Según la información disponible, la capacidad comercial teórica de interconexión entre España y sus países vecinos asciende aproximadamente a 1 900-2 000 MW (1 000-1 100 con Francia, 600-650 con Portugal y 300-350 con Marruecos). Si se comparan con la capacidad necesaria durante las horas punta de la demanda, estas cifras representan aproximadamente el 6,6 % de la misma⁽¹⁴⁾. Además, los efectos de solapamiento de los flujos de importaciones y exportaciones cuando la electricidad circula en ambas direcciones simultáneamente sólo se dan con Portugal. Las exportaciones de Marruecos a España son muy escasas y las exportaciones de España a Francia solamente tienen lugar en temporadas lluviosas (como en el invierno de 2001); sin embargo, la investigación de mercado ha mostrado que, aunque esas exportaciones entre Francia y España son posibles, no tienen lugar al no haber sido asignada la capacidad disponible que corresponde a estos flujos.
- (26) En consecuencia, el mercado geográfico de referencia de la venta mayorista de electricidad es el territorio peninsular español.

⁽¹¹⁾ Asunto IV/M.1659–Preussen Elektra/EZH; asunto IV/M.1557–EDF/Louis Dreyfus; asunto COMP/M.1673–VEBA/VIAG; asunto COMP/M.1803–Electrabel/Eon; y asunto COMP/M.1853–EDF/EnBW.

⁽¹²⁾ Asunto COMP/M.2353–RWE/Hidroeléctrica del Cantábrico y asunto COMP/M.2340–EDP/Cajastur/Caser/Hidroeléctrica del Cantábrico.

⁽¹³⁾ Las autoridades españolas consideran que, en lo que respecta a la energía ofertada al *pool* (mercado mayorista) en régimen de libre competencia y la demanda al mismo, la delimitación geográfica se limita al territorio peninsular español. Sin embargo, en el caso del mercado delimitado como el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales (mercado minorista) las autoridades españolas opinan que, aunque cabría, en principio, una delimitación del mercado geográfico como nacional, el mercado geográfico de referencia en el caso del suministro a consumidores finales es de ámbito regional o incluso local. No obstante, según la investigación llevada a cabo por la Comisión, el mercado minorista de electricidad también parece ser de dimensión nacional. A los efectos del presente pliego de cargos, no obstante, no resulta necesario proceder a una definición exacta del mercado minorista de electricidad a clientes cualificados, dado que el análisis se limitará al mercado mayorista o *pool*.

⁽¹⁴⁾ Fuente: Comisión nacional de la energía.

V. COMPATIBILIDAD CON EL MERCADO COMÚN

INTRODUCCIÓN

- (27) La Comisión considera que la operación, por las razones expuestas más adelante, puede reforzar la posición dominante colectiva actualmente existente en el mercado mayorista de la electricidad en España.
- (28) Las actividades de las partes notificantes en la parte liberalizada del sector eléctrico español son relativamente limitadas. Las ventas en el mercado diario en el *pool* por parte de Hidrocantábrico supusieron el [5-10]* % en 2000 y el [5-7]* % durante los cinco primeros meses de 2001⁽¹⁵⁾. EnBW ofertó durante el año 2000 únicamente [800-1 000]* MW al *pool* y el Grupo Villar Mir no ofertó electricidad al mercado mayorista español. La electricidad exportada por EDF, que controla conjuntamente EnBW, representa alrededor del [<5]* % de las ventas en el mercado diario (incluido el contrato a largo plazo suscrito con REE). En conclusión, la operación propuesta da lugar a solapamientos horizontales en el mercado mayorista español relativamente limitados.
- (29) Sin embargo, la operación propuesta debe analizarse a la luz del grado especialmente elevado de concentración que registra el mercado eléctrico español, así como en atención a su carácter de «isla eléctrica» derivado de la escasez de las interconexiones con otros sistemas. En este sentido, resulta necesario tener en cuenta la especial posición de EDF que, siendo el mayor exportador de electricidad hacia el mercado español, es a su vez, por una serie de razones que se analizarán más adelante, el principal competidor potencial de las empresas españolas de generación, mientras que EDF-RTE controla los interconectores y la red de transmisión por los que deben canalizarse todas las exportaciones al mercado eléctrico de la Península Ibérica procedentes de otros países europeos.
- (30) En su respuesta al pliego de cargos, EnBW argumenta que el mismo parte de la presunción que el operador implicado en la concentración propuesta es EnBW y no EDF. Según EnBW «este enfoque no tiene en cuenta el hecho de que EnBW es una empresa autónoma de plenas funciones que persigue unos objetivos de política comercial propios. (...) Esto es sin duda relevante en la medida en que la normativa comunitaria sobre el control de las operaciones de concentración acepta expresamente que una empresa en la posición de EnBW pueda ser al mismo tiempo parte notificante y empresa

afectada por la concentración. (...) La Comisión se limita a valorar la concentración como si hubiera sido instigada y fuera a ser ejecutada por EDF. (...) En consecuencia el Pliego de Cargos ignora la situación actual de EnBW y confunde los papeles respectivos de EDF y EnBW en la concentración.»

- (31) Ante dicha argumentación, la Comisión no puede por menos de recordar que en ningún momento ha ignorado durante el procedimiento el papel de EnBW en la operación, en su condición, en particular, de parte notificante, del mismo modo que tampoco ha ignorado la naturaleza de EnBW como empresa con plenas funciones. Conviene tener presente, sin embargo, que, a la hora de evaluar el efecto sobre la competencia de una operación de concentración, la Comisión siempre ha tenido en cuenta las actividades de todas las empresas pertenecientes al mismo grupo⁽¹⁶⁾ (en este caso serían, por un lado, EDF y sus filiales y divisiones —y demás empresas controladas por la misma, directa o indirectamente— y, por otro lado, el Grupo Villar Mir, su matriz y sus filiales) ya que todas las empresas de un grupo constituyen una única entidad económica. A mayor abundamiento, en el asunto que nos ocupa puede afirmarse que la estrategia empresarial de EnBW viene marcada por EDF, como la Comisión ha tenido ocasión de precisar en una Decisión anterior⁽¹⁷⁾.

A. EL MERCADO MAYORISTA DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

1. *El mercado español se caracteriza por la existencia de una posición dominante duopolística*a) *Las dos mayores empresas eléctricas españolas fijan los precios y dominan conjuntamente el mercado mayorista*

- (32) Según el Tribunal de defensa de la competencia español, que recientemente examinó las operaciones Endesa/Iberdrola⁽¹⁸⁾ y Unión Eléctrica Fenosa/Hidrocantábrico⁽¹⁹⁾, el mercado eléctrico español se caracteriza por

⁽¹⁶⁾ El Reglamento de concentraciones no define el concepto de grupo en abstracto, sino que trata de establecer si las sociedades tienen derecho a dirigir (como en el caso de EDF sobre EnBW) las actividades de la empresa.

⁽¹⁷⁾ La Comisión indicó en la Decisión relativa al Asunto COMP M. 1853 EDF/EnBW, que «con arreglo al acuerdo de accionistas [suscrito entre EDF y OEW]*, EDF es el único socio industrial mientras que OEW será el socio regional. [confidencial]* Mientras los intereses regionales de OEW y sus beneficios se respeten suficientemente, parece muy poco probable que OEW tenga interés por oponerse activamente a la estrategia empresarial que elija seguir EDF dentro de EnBW».

⁽¹⁸⁾ Informe C-60/00. Expediente de concentración económica Endesa/Iberdrola.

⁽¹⁹⁾ Informe C-54/00. Expediente de concentración económica Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico.

⁽¹⁵⁾ La disminución de la cuota de mercado de Hidrocantábrico en 2001 se debe a que corresponde a un período especialmente lluvioso en que el que se han comercializado enormes cantidades de electricidad generada en centrales hidroeléctricas. En este sentido, hay que apuntar que solamente el 18 % de la capacidad de generación de Hidrocantábrico procede de centrales hidroeléctricas.

la existencia de una posición dominante duopolística de los operadores españoles. En concreto, hay dos empresas dominantes, Endesa e Iberdrola, que en el año 2000 tuvieron unas cuotas del 47 % y del 27 %, respectivamente, en el mercado diario. A este respecto, durante un elevado número de períodos horarios su producción es esencial para satisfacer la demanda y, en consecuencia, están en condiciones de decidir sobre el precio.

(33) Las conclusiones de las autoridades españolas han sido confirmadas por los resultados de la investigación de la Comisión, que ha podido comprobar que la situación anteriormente descrita sigue siendo esencialmente idéntica. En este sentido, no se han producido a lo largo de los últimos meses cambios estructurales que hayan modificado substancialmente la situación de posición dominante duopolística en el mercado eléctrico español identificada por las autoridades españolas.

(34) En particular, los dos principales operadores eléctricos españoles, Endesa e Iberdrola, siguen disponiendo de un gran poder de mercado, que se expresa tanto en: 1) sus porcentajes respectivos respecto a la capacidad total instalada de producción de energía eléctrica; como 2) su participación en las ventas en el mercado mayorista o *pool*; o aún 3) su capacidad para fijar los precios en el citado mercado mayorista de electricidad.

(35) Por lo que hace, en primer lugar, a la capacidad total instalada de producción de energía eléctrica de las empresas generadoras establecidas en España, el cuadro 1 muestra como Endesa e Iberdrola controlan conjuntamente alrededor del 83 % de la misma, a gran distancia de los otros operadores, Unión Fenosa (12 %) e Hidro-cantábrico (5 %).

Cuadro 1

Capacidad total instalada de producción de energía eléctrica ⁽²⁰⁾

	Diciembre 1999		Diciembre 2000		Mayo 2001	
	[]* MW	[40-50]* %	[]* MW	[40-50]* %	[]* MW	[40-50]* %
Endesa	[]* MW	[40-50]* %	[]* MW	[40-50]* %	[]* MW	[40-50]* %
Iberdrola	[]* MW	[35-40]* %	[]* MW	[35-40]* %	[]* MW	[35-40]* %
Unión Fenosa	[]* MW	[10-15]* %	[]* MW	[10-15]* %	[]* MW	[10-15]* %
Hidro-cantábrico	[]* MW	[<10]* %	[]* MW	[<10]* %	[]* MW	[<10]* %
Otros	[]* MW	[<5]* %	[]* MW	[<5]* %	[]* MW	[<5]* %

Fuente: Ministerio de Economía español.

(36) En el cuadro 2, por otra parte, quedan reflejadas las cuotas de mercado relativas a las ventas en el mercado diario durante los ejercicios posteriores a los analizados en los citados informes del Tribunal de defensa de la competencia. De nuevo, la cuota combinada de Endesa e Iberdrola supone entre un 74 % y un 78 % del total.

⁽²⁰⁾ El cuadro no incluye la potencia instalada de régimen especial, la cual representaba 8 695 MW a 31 de diciembre de 2000.

Cuadro 2

Ventas en el mercado diario

(en %)

	1999	2000	2001 (enero-mayo)
Endesa	[45-50]*	[45-50]*	[40-45]*
Iberdrola	[25-30]*	[25-30]*	[30-35]*
Unión Fenosa	[10-15]*	[10-15]*	[10-15]*
Hidrocantábrico	[5-10]*	[5-10]*	[5-10]*
Otros	[< 5]*	[< 5]*	[< 5]*
Importaciones/contrato EDF-REE (Red Eléctrica de España)	[5-10]*	[< 5]*	[< 5]*

Fuente: Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL).

(37) El poder de mercado de los dos principales operadores eléctricos españoles se manifiesta particularmente, además, por la capacidad de que disponen para fijar precios

en el mercado mayorista. Ello queda reflejado en el cuadro siguiente.

Cuadro 3

Capacidad de fijación de precios de los operadores de mercado en relación a cantidades de energía vendidas⁽²¹⁾

(en %)

Año	Endesa	Iberdrola	Endesa/ Iberdrola	Endesa/Resto	Iberdrola/ Resto	Endesa/ Iberdrola/Resto	Resto
1998	55-60	20-25	0-2	0-2	0-2	0-2	15-20
1999	45-50	25-30	0-2	0-2	0-2	0-2	20-25
2000	40-45	25-30	0-2	0-2	0-2	0-2	25-30
2001	40-45	20-25	0-2	0-2	0-2	0-2	35-40

Fuente: OMEL

(38) Tal capacidad de fijación de los precios marginales en el mercado mayorista por parte de Endesa e Iberdrola no se explica únicamente por la gran potencia instalada de producción de energía eléctrica de ambos operadores

respecto del total español. Además, hay que tener particularmente en cuenta la composición de sus parques tecnológicos o *mix* de generación respectivos. En efecto, tal y como ha subrayado el Tribunal de defensa de la competencia español, «la fijación de precios de oferta en el *pool* para los distintos períodos horarios está condicionada en gran medida por las diferencias entre las distintas tecnologías de generación utilizadas por las centrales que conforman la potencia instalada del sistema. En general, y como consecuencia de las caracte-

(21) El cuadro indica qué porcentaje de electricidad, con respecto a la electricidad total puesta en el mercado, ha sido vendida al precio marginal correspondiente al ofertado por cada operador o simultáneamente por dos o más operadores.

rísticas de estas distintas tecnologías de producción, las centrales de carbón suelen fijar precios predominantemente en los períodos de horas valle de la demanda, en tanto que las centrales hidroeléctricas de regulación suelen dominar en las horas punta. En consecuencia, y dado que Endesa proporciona en torno al 57 % de la generación con carbón, e Iberdrola es claramente la empresa eléctrica dominante en generación hidráulica regulable, ambos grupos suelen liderar la fijación de precios marginales en el mercado» (22).

- (39) Endesa e Iberdrola, en definitiva, juegan un papel de «empresas pivote» en el mercado mayorista español. Su capacidad es al menos igual al exceso de oferta que existe en el mercado, especialmente en momentos de demanda punta. Ello tiene como consecuencia que la oferta conjunta del resto de generadores sea insuficiente para satisfacer la demanda y los pivotes puedan aumentar sus precios, en relación a esta demanda, sin ser generalmente desplazados del mercado.
- (40) Además, existen diversos vínculos entre los operadores activos en el mercado eléctrico. Estos vínculos son tanto de carácter jurídico (propiedad compartida de algunas centrales como Trillo, participación en los operadores del mercado y del sistema) como estructurales. En particular, diversas características estructurales del mercado permiten la coordinación estratégica de los operadores, como el hecho de que se trata de un mercado de producto homogéneo y relativamente transparente, en el que las desviaciones de precios se detectan casi inmediatamente.
- (41) Por último, junto a las consideraciones anteriores relativas al poder de mercado de los dos principales operadores eléctricos españoles, es necesario tener asimismo en cuenta que el mercado español de generación puede considerarse como un mercado poco contestable debido a la existencia de una serie de barreras de entrada, tales como: 1) el acceso a instalaciones potenciales de producción y a recursos hidroeléctricos y de combustible; 2) los costes de instalación; 3) la necesaria diversificación del parque de generación; y, en especial, 4) la escasa capacidad de interconexión con la vecina Francia, de la que dependen necesariamente las exportaciones hacia el mercado español procedentes de otros países europeos no peninsulares.

b) Las empresas de generación eléctrica de menor tamaño y los agentes externos, conjuntamente considerados, no han estado en condiciones de fijar los precios en la mayor parte de los períodos horarios

- (42) Al margen de Endesa e Iberdrola, las otras empresas generadoras españolas (a saber, Unión Fenosa e Hidrocantábrico) han obtenido en la mayor parte de los períodos horarios los precios fijados por los dos operadores dominantes. Como anteriormente se ha puesto de manifiesto (véase el cuadro 3), uno u otro de los dos principales operadores españoles, Endesa e Iberdrola, han determinado la fijación de los precios de un 60 a un 80 %, aproximadamente, de las ofertas presentadas. Dado que las cantidades ofrecidas por encima del precio marginal no se venden en el mercado diario, el resto de operadores, conscientes de que las ofertas de Endesa e Iberdrola son necesarias para satisfacer la demanda prácticamente en cada período horario, tienden a presentar ofertas a precio 0, sabiendo que toda la electricidad que ofrecen se venderá en el mercado diario, siendo remunerada al precio marginal fijado en el *pool* (y no al precio al que la electricidad fue ofrecida). Por consiguiente, los dos mayores operadores pueden utilizar su gran *mix* de generación de tal forma que les permita presentar ofertas flexibles en función de las previsiones de la oferta y la demanda. En cambio, los operadores pequeños, como Unión Fenosa e Hidrocantábrico, con un *mix* de generación reducido, tienen menos capacidad de presentar ofertas competitivas lo suficientemente flexibles. Para estos operadores, la opción de ofrecer su producción a precio 0, cuando saben que Endesa e Iberdrola reclamarán precios elevados, es la vía más fácil para vender la mayor cantidad posible.

Además, REE, en virtud de su contrato a largo plazo con EDF, oferta electricidad al *pool* a un precio conocido por todos. Así pues, incluso durante las denominadas horas «valle» en las que podría no necesitarse las ofertas de Endesa e Iberdrola para suministrar la totalidad de la demanda, si resulta necesaria la oferta de REE el resto de los operadores españoles tienen la certeza de tener garantizado que recibirán el precio ofertado por REE. Dicho precio (alrededor de [<5]* céntimos de euro KW/h) es actualmente entre un 30 y un 40 % más caro que los precios medios ofrecidos por EDF a los clientes cualificados en el mercado francés.

c) A pesar de la posición de dominio conjunto existente, el nivel de precios en el mercado español resulta afectado por incrementos en el suministro de energía a bajo precio ofertada en el *pool*

- (43) Entre los meses de noviembre de 2000 y marzo de 2001, precipitaciones excepcionalmente altas han ocasionado un aumento significativo de la electricidad generada a partir de centrales hidroeléctricas. Los precios medios en España han caído considerablemente (entre un 30 y un 40 % si se comparan con los precios medios durante el mismo período en el año 2000). Sin embargo, después de esta temporada de intensas lluvias, los precios han vuelto rápidamente a su nivel anterior.

(22) Informe C-54/00. Expediente de concentración económica Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico.

- (44) Tal caída de precios podría haber sido un indicio de que la posición dominante conjunta se está debilitando. Sin embargo, los resultados de la investigación de mercado realizada por la Comisión muestran que, en gran parte, esta situación es estrictamente coyuntural y no altera de forma significativa ni la estructura duopolística del mercado de referencia ni la valoración del poder de mercado de sus dos principales operadores, así como la cómoda situación de precio-aceptantes en la que se encuentran los agentes pequeños.
- (45) Ha de tomarse en consideración que uno de los grandes operadores, Iberdrola, ha sido el que más ha contribuido, en términos de generación, durante esta temporada, ofreciendo electricidad producida a bajo precio en sus centrales hidroeléctricas⁽²³⁾. El segundo operador con una amplia generación hidroeléctrica es Endesa⁽²⁴⁾. Merece la pena señalar en este punto que, según las autoridades españolas y algunos terceros competidores, un elevado número de estas instalaciones hidroeléctricas debieron ser utilizadas para generar electricidad con objeto de aliviar los embalses y estar así preparadas para frenar las riadas. Habida cuenta de que, por lo general, los precios se fijan con un margen estrecho, en el punto de equilibrio entre oferta y demanda, durante esta estación los dos principales operadores, que tuvieron que decidir ofertar grandes cantidades de energía a precio 0 para tener la seguridad de venderla, tuvieron menos éxito en la puesta a punto de sus ofertas con vistas a mantener un nivel de precios elevado. No obstante, una vez liberados de la obligación de desprenderse de elevados niveles de energía hidroeléctrica, sus ofertas volvieron a estar en mejores condiciones para combinar este tipo de electricidad con la generada a un coste más elevado. Como consecuencia de ello, los precios han subido hasta situarse en su nivel anterior.
- (46) La situación descrita, como se ha apuntado con anterioridad, resulta no obstante totalmente coyuntural, en tanto en cuanto se explica por un régimen hídrico absolutamente excepcional. En efecto, la producción hidráulica del período mayo 2000 — junio 2001 marcó un valor histórico, siendo un 64 % superior al de los 12 meses anteriores. Según los cálculos de las autoridades españolas, la probabilidad de que el citado régimen de producción hidráulica sea igualado o superado es tan sólo del 7 %. Se trata, en definitiva, de una situación atípica y puntual que no puede interpretarse como consecuencia de un cambio estructural en el mercado eléctrico español que hubiera afectado substancialmente a la posición de dominio conjunto de los dos principales generadores.
- (47) En cualquier caso, la influencia que la electricidad de bajo precio ha ejercido sobre los precios del *pool* durante el período en cuestión permite concluir que, como regla general, el suministro de una cantidad relativamente importante de electricidad de coste reducido ocasiona

un descenso de los precios medios. Dado que la energía importada compite en el *pool* de la misma manera que la energía generada por el sistema, como más adelante se explica, se puede concluir que un incremento de las importaciones eléctricas (a precios bajos) en el mercado español llevaría aparejado un descenso similar en el nivel de precios, en tanto en cuanto desplazaría en la formación del precio marginal a ofertas a precios superiores. Ello es especialmente cierto en el caso de las horas de demanda valle y media, si el aumento de las importaciones hiciera que las ofertas de Endesa e Iberdrola no resultaran imprescindibles para satisfacer la demanda. Lo mismo puede afirmarse, por otra parte, de la energía adicional que se oferte en el mercado español a través de contratos bilaterales. Ello produciría, en definitiva, un aumento de la competencia en el mercado español y un debilitamiento de la posición de dominio conjunto actualmente existente.

- (48) Por otra parte, la eventualidad de la concurrencia de ofertas a precio reducido se ve facilitada tanto por el exceso de capacidad y el *mix* tecnológico de algunos operadores (en particular, EDF y su excedente de producción de energía de origen nuclear) como por el diferencial de precios existente entre España y otros países europeos. No obstante, las limitaciones derivadas de la actual capacidad de interconexión existente constituyen una importante barrera de entrada en el mercado español, facilitando el mantenimiento y la consolidación del *status quo* existente, como a continuación se precisa.

2. ***La (altamente) limitada capacidad de importación disponible libremente en el interconector franco-español ha favorecido la posición dominante colectiva de los generadores españoles***

a) **La situación actual de la interconexión entre Francia y España**

- (49) La red de electricidad de la Península Ibérica está ligada mediante interconectores a la red francesa en la frontera entre ambos países. La capacidad instalada actualmente, que, en teoría, puede ser utilizada comercialmente, asciende a un máximo 1 100 MW en la dirección Francia-España y a 1 000 MW en la dirección inversa⁽²⁵⁾.

⁽²³⁾ La capacidad de hidrogenación de Iberdrola representa aproximadamente el 50 % de su parque de generación.

⁽²⁴⁾ La capacidad de hidrogenación de Endesa representa aproximadamente el 36 % de su parque de generación.

⁽²⁵⁾ Debido a razones, en particular, de seguridad del sistema eléctrico y de capacidad física total sólo resulta efectivamente útil para los intercambios la denominada «capacidad comercial». En efecto, la capacidad comercial entre sistemas no resulta de la suma de las capacidades de transporte asociadas a los distintos elementos de la red (líneas) que componen la interconexión, sino que es sensiblemente inferior, debido a que la operación de los sistemas eléctricos interconectados requiere la incorporación de unas condiciones de funcionamiento y márgenes de seguridad. El operador del sistema establece la capacidad comercial disponible con distintos horizontes temporales, desde el anual al quincenal y al diario, determinando con mayor precisión los recursos utilizables en función de la disponibilidad y programación de los elementos del sistema.

Cuadro 4

Capacidad de interconexión de Francia hacia España

Interconexión con la red europea	Capacidad física total	Capacidad comercial
1 línea de 400 KV de Hernani a Cantegrit		
1 línea de 400 KV de Vic a Baixas	3 826 MW (invierno)	1 100 MW (invierno)
1 línea de 220 KV de Arkale a Monguerre	3 194 (verano)	1 000 MW (verano)
1 línea de 220 KV de Biescas a Pragnere		

Fuente: Ministerio de Economía español.

(50) Esta capacidad de interconexión representa aproximadamente el 3,5 % de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda española en horas punta. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las cifras señaladas no hacen referencia a la capacidad comercial «real», es decir, efectivamente útil, sino a la capacidad comercial «previsible»; por ejemplo, en julio-agosto de 2000 la capacidad comercial «real» de interconexión entre Francia y España será de alrededor de 800-900 MW y, en el sentido inverso, de 400-700 MW⁽²⁶⁾. Además la capacidad de interconexión máxima garantizada sólo es de 550 MW⁽²⁷⁾ en ambas direcciones. Hay que señalar, finalmente, que la capacidad comercial disponible se calcula independientemente por los operadores de ambos sistemas, resultando de aplicación el valor más restrictivo de los calculados.

Cuadro 5

Capacidad de interconexión comercial entre Francia y España: márgenes publicados con mayor frecuencia en 2000 y 2001⁽²⁸⁾

Sentido	Punta	Valle
Francia>>>>>>> España	750-1 100 MW	800-1 100 MW
España>>>>>>> Francia	400-700 MW	700-1 000 MW

Fuente: Ministerio de Economía español.

⁽²⁶⁾ Fuente: Red Eléctrica.

⁽²⁷⁾ Esto significa que, en cualquier caso, al margen de lo que suceda al sistema, la capacidad comercial de interconexión nunca se situará por debajo de 550 MW.

⁽²⁸⁾ Las limitaciones de la capacidad comercial se derivan de restricciones estructurales de la red de transporte en la zona fronteriza, mientras que la oscilación de los valores de capacidad comercial es debida principalmente al cambio de capacidad térmica estacional de las líneas (verano/invierno). En ambos aspectos influye asimismo la estructura de la generación en diferentes períodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas.

(51) La insuficiencia de la interconexión con Francia, que configura el mercado español como una «isla eléctrica», se pone de manifiesto a través de las *ratios* de capacidad⁽²⁹⁾ y capacidad de interconexión con relación a la demanda en horas punta, que alcanzan un valor para España de menos de un 5 % y 6,6 %, respectivamente. Puede concluirse, por tanto, que las importaciones resultan extremadamente restringidas debido a esta limitada capacidad comercial de interconexión. Una comparación de la capacidad de interconexión instalada entre otros Estados europeos muestra que España tiene el porcentaje más reducido con respecto a la capacidad que se necesita durante las horas punta de la demanda.

Cuadro 6

Capacidades de interconexión comparadas con la demanda en horas punta

País	Coefficiente (%) de capacidad de interconexión/demanda en horas punta
Suiza	129,6
Austria	75,3
Bélgica	30,8
Países Bajos	28,7
Grecia	17,6
Francia	16,6
Alemania	15,1
Portugal	13,7
Italia	11
España	6,6

Fuente: Comisión nacional de la energía.

⁽²⁹⁾ Ratio de capacidad = capacidad teórica de interconexión internacional/potencia instalada (excluido régimen especial).

- (52) En definitiva, sobre la base de las cifras expuestas, la media de la Comunidad se puede estimar entre un 15 % y un 20 %.
- (53) Volviendo al caso español, el 80-90 % de las importaciones procede de los interconectores franco-españoles (que representan alrededor del 60 % del total de la capacidad comercial previsible de interconexión en España). Además, el [40-60]* % de la capacidad comercial previsible de interconexión franco-española se reserva al contrato entre EDF y REE. El contrato, que fue consagrado en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico⁽³⁰⁾, prevé el suministro de electricidad durante un período de 20 años, de los cuales han transcurrido aproximadamente diez. El propósito de este contrato ha sido asegurar el suministro eléctrico de REE en España. Teniendo en cuenta este contrato, hay una reserva permanente de capacidad en el interconector de [500-600]* MW, lo que equivale al [80-100]* % del total de la capacidad comercial garantizada. Asimismo, los suministros al *pool* se efectúan a precios que son conocidos por el resto de los competidores.
- (54) Finalmente, es importante señalar que el nivel de saturación de este interconector ha superado en los últimos tiempos el valor del 90 %, lo que significa que el interconector fue utilizado casi en su totalidad por las importaciones de electricidad en España.

Cuadro 7

Grado de ocupación de la capacidad comercial de intercambio

(en MW)

Semestre	Importación			Exportación		
	Capacidad media	Ocupación media	% de ocupación	Capacidad media	Ocupación media	% de ocupación
1999-enero/junio	731,6	619,2	84,64	532,1	0,0	0,00
1999-julio/dic.	927,6	874,4	94,27	654,5	0,0	0,00
2000-enero/junio	949,4	922,2	97,14	708,0	7,9	1,11
2000-julio/dic.	965,9	888,4	91,97	702,6	12,9	1,84
2001-enero/mayo	1 051,9	625,6	59,47	737,6	269,2	36,49

Fuente: OMEL.

- (55) Además del contrato a largo plazo con REE y según las cifras facilitadas por las autoridades españolas de competencia, EDF ha utilizado habitualmente otros [200-300]* MW de capacidad del interconector. Por tanto, el porcentaje total de la capacidad comercial previsible de interconexión que utiliza EDF se sitúa en torno al [70-80]* %.
- b) **Posibilidades de aumento de la capacidad de interconexión en un futuro próximo**
- (56) A principios de 1990, EDF, propietaria de la red francesa y de los interconectores, así como responsable de su correcto funcionamiento, decidió incrementar de forma significativa la capacidad de interconexión entre Francia y España. En 1996 se había avanzado significativamente en la planificación de estos proyectos, de tal modo que se obtuvieron todas las autorizaciones necesarias para comenzar su realización.
- (57) La prevista línea Aragón-Cazaril, resultante de estos contactos, proporcionaría una capacidad comercial garantizada de alrededor de 1 100 MW, y la capacidad comercial previsible total que resultaría de la aplicación de dicho plan habría alcanzado los 2 300 MW. Sin embargo, en 1996, el Gobierno francés decidió frenar cualquier avance en estos proyectos, por razones sociales (oposición local) y medioambientales (zonas protegidas), teniendo EDF que compensar al operador de red español, REE.

⁽³⁰⁾ BOE nº 285 de 28.11.1997, p. 35097

- (58) En 1997 se firmó un nuevo acuerdo. Las partes se comprometieron a aumentar la capacidad comercial de interconexión para el año 2006 a través de los Pirineos, preferentemente a través de la línea Aragón-Cazaril, con vistas a ponerla en servicio antes del año 2006. Según los términos del contrato, las partes resultarían responsables y deberían pagar una indemnización caso de retrasarse el aumento de interconexión más allá del 1 de enero de 1997 (por razones de su incumbencia, se entiende). Caso de no obtener las autorizaciones legales correspondientes (es decir, cuando concurren motivos ajenos a ellas) las partes no serían responsables. Sin embargo, debían preverse líneas alternativas de reforzamiento e incremento de la capacidad existente. Nótese que la no previsión de responsabilidades (en el supuesto de que no se obtengan las autorizaciones legales pertinentes) no implica en modo alguno ausencia de incentivos económicos por parte de EDF. El acuerdo fue efectivamente firmado por el generador francés (como consta documentalmente a la Comisión), tratándose pues de un compromiso creíble.
- (59) Dado que tanto RTE como REE reconocen la necesidad de aumentar la interconexión entre Francia y España, han llegado a un acuerdo para mejorar la línea Hernani-Cantegrit. Por su parte REE está mejorando el interconector de Vic que une la línea Vic-Baixas. Como resultado de estas operaciones, y de acuerdo con la información suministrada por el operador español de red, se espera que para mediados de 2002 la capacidad comercial previsible de interconexión España-Francia se vea incrementada en unos 500 MW, alcanzándose una capacidad previsible total de 1 600 MW. En consecuencia, según los compromisos adquiridos por EDF/RTE en el acuerdo de 1997 (creación de la línea Aragón-Cazaril u otra alternativa de 1 200 MW) la capacidad de interconexión debería alcanzar hasta, como mínimo, 2 800 MW para el año 2006.
- (60) REE y EDF-RTE han presentado recientemente a sus Gobiernos respectivos un estudio conjunto sobre rutas alternativas, en el que se evalúan aspectos medioambientales y económicos. La decisión final está pendiente de aprobación por parte de ambas autoridades. En principio, EDF parece reacia a aceptar la línea que cruza los Pirineos centrales (Aragón-Cazaril), y preferiría una ruta a través de los Pirineos orientales (la ruta del tren de alta velocidad). Esta alternativa difiere de la inicialmente negociada (Aragón-Cazaril).
- (61) La exploración, por parte de ambos operadores de red, de rutas alternativas no hace sino confirmar un hecho al que nos referiremos posteriormente: la existencia de incentivos económicos, por parte de EDF, para incrementar sustancialmente el nivel de la capacidad de interconexión Francia-España. Efectivamente, la búsqueda de nuevos trazados pretende, justamente, evitar que se repita una situación como la acontecida en 1996.
- En definitiva, los actores implicados no han hecho sino anticiparse a hipotéticas dificultades (sociales o medioambientales), tratando de perfilar soluciones que aseguren la efectiva viabilidad del proyectado aumento de la capacidad de interconexión.
- c) **La actual capacidad libremente disponible es demasiado escasa para influir de forma significativa en el mercado mayorista español**
- (62) En vista del contrato a largo plazo suscrito entre EDF y REE, que ocupa la mayor parte del interconector francés-español, la capacidad restante teóricamente disponible para los importadores asciende aproximadamente a [500-600]* MW, lo que representa más o menos el [1,5-2,5]* % de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda española en horas punta.
- (63) Los competidores extranjeros que exportan electricidad a España se enfrentan a importantes barreras de acceso. Son muy escasas las cantidades importadas por parte de empresas distintas a EDF (alrededor del 25 % y principalmente a cargo de Electrabel). Además, el [5-10]* % del total de las exportaciones procedentes de Francia se destinó a los operadores tradicionales españoles y no al *pool* o a agentes externos independientes. Esto significa que no todas las ventas de electricidad en España competieron con las ofertas de los grandes operadores.
- (64) En definitiva, como han puesto de manifiesto las autoridades españolas durante la investigación, el aislamiento derivado de la limitada capacidad de interconexión constituye un factor clave en relación con la posición de dominio conjunto de los dos principales operadores del mercado.
- d) **La situación de déficit eléctrico actualmente existente en el sur y levante de España no tiene por qué dar lugar a un colapso en la red caso de que se produzca un aumento de la capacidad de interconexión entre Francia y España durante los próximos años**
- (65) Por otra parte, EnBW alega que, dada la situación de déficit eléctrico existente actualmente en el sur y levante de España, que obliga a REE a poner en marcha centrales menos eficientes para evitar un colapso en la red, un suministro substancial adicional en el Norte, a través del incremento de la capacidad de transporte con Francia, dado el estado actual de la red, podría empeorar la situación actual habida cuenta de las dificultades de REE para alcanzar las zonas de demanda insatisfecha.

(66) Sin embargo, hay que tener en cuenta que gran parte de los proyectos de nueva capacidad de generación, a los que la propia EnBW se refiere en sus observaciones, estarán ubicados en el sur y levante de España, resultando al menos dudoso que el aumento de la capacidad de interconexión pueda producir un colapso de la red ⁽³¹⁾. No hay que olvidar, además, que en el norte de España se encuentran situados algunos de los principales centros de consumo eléctrico de aquel país.

B. REFUERZO DE LA POSICIÓN DE DOMINIO EXISTENTE EN EL MERCADO ESPAÑOL

(67) Como a continuación se detalla, la Comisión considera que la operación notificada se traducirá en un refuerzo de la posición dominante duopolística existente en el mercado mayorista de la electricidad en España. En particular, EDF perderá, tras la fusión, los incentivos de que disponía con anterioridad a la misma para incrementar substancialmente sus exportaciones de electricidad al mercado español, previo aumento de la capacidad de interconexión entre Francia y España. Ello supondrá tanto la eliminación del principal competidor potencial independiente de los actuales generadores españoles como la consolidación del aislamiento del mercado eléctrico español respecto a otros sistemas eléctricos europeos no peninsulares. La consecuencia es, en ambos casos, la consolidación de la actual posición dominante conjunta existente en el mercado eléctrico español, el cual resultará protegido de la competencia potencial de operadores establecidos en otros Estados europeos no peninsulares por la barrera de entrada que supone una capacidad de interconexión internacional limitada y sin posibilidades reales de desarrollarse ulteriormente de manera significativa.

(68) En sus respuestas respectivas al pliego de cargos EnBW y Grupo Villar Mir sostienen que el Reglamento de concentraciones no permite declarar una concentración incompatible con el mercado común en caso de refuerzo de una posición dominante colectiva de terceras partes distintas de las partes afectadas por la concentración, citando, para ello, distintas sentencias de los tribunales comunitarios y Decisiones de la propia Comisión ⁽³²⁾.

⁽³¹⁾ Así, las nuevas centrales localizadas en San Roque, Castellón, Escombreras, etc.

⁽³²⁾ Así Grupo Villar Mir afirma que en todos los asuntos en los que la Comisión o los tribunales comunitarios han aceptado la creación de una posición dominante colectiva como un criterio válido para la prohibición de una concentración las partes notificantes formaban parte del oligopolio o del duopolio en posición dominante (asuntos Gencor/Lonrho, Nestlé/Perrier, Kali + Salz), y que a pesar de que la Comisión ha decidido en asuntos previos que una concentración plantea problemas de competencia por la reducción del número de operadores que compiten en el mercado (Nestlé/Perrier), nunca la posición en el mercado de terceros es el criterio que lleva a la prohibición de una notificación. Por su parte, EnBW sostiene que del apartado 3 del artículo 8 y del apartado 3 del artículo 2 del Reglamento de concentraciones se deduce que el citado texto legal no debe aplicarse a concentraciones que (supuestamente) refuerzan la posición dominante colectiva de terceras partes distintas de las partes afectadas por la concentración.

(69) No obstante, y tal y como las partes recogen en sus alegaciones, existe un precedente en la práctica de la Comisión, la Decisión Exxon/Mobil ⁽³³⁾, en el que se apreció el reforzamiento de una posición de dominio de terceros distintos de las partes en la operación de concentración analizada. Las partes alegan, sin embargo, que en aquel caso existían diversos vínculos estructurales entre la empresa afectada por la concentración y la empresa en posición de dominio, mientras que, según EnBW, en la operación notificada Hidrocarbónico no tiene vínculos estructurales o de otro tipo con los miembros del duopolio.

(70) La investigación, y más concretamente la información proporcionada por las autoridades ministeriales españolas, ha revelado, sin embargo, que en el presente asunto sí se produce igualmente la existencia de diversos vínculos estructurales entre las partes notificantes (y EDF, en tanto que empresa que ostenta el control conjunto de una de ellas) y los miembros del duopolio en cuestión. En particular, se trata, concretamente, de:

- propiedad compartida de centrales, como la de Trillo,
- presencia en el accionariado del agente Elcogas, SA, donde Hidrocarbónico posee un [3-5]* % del capital, siendo Endesa e Iberdrola titulares de un 37,93 % y un 11,10 %, respectivamente; EDF posee, a su vez, un [25-30]* %,
- presencia de los cuatro principales generadores españoles en el accionariado de OMEL con un 5,71 % del capital, respectivamente,
- presencia de los cuatro principales generadores españoles en el accionariado de REE, con un 10 % del capital, respectivamente.

(71) Con independencia de lo expuesto con anterioridad, hay que añadir finalmente, que, contrariamente a lo alegado por las partes, no resulta imprescindible, en el supuesto de una concentración que implique un reforzamiento de la posición de dominio de terceros que no son parte en la concentración, que los terceros en cuestión tengan vínculos estructurales significativos con las empresas notificantes. Las partes deducen la existencia de tal requerimiento de la Decisión Exxon/Mobil, citada. Por el contrario, tal Decisión recoge el principio conforme al cual la aplicación del Reglamento de concentraciones se hace extensiva al reforzamiento de una posición dominante en la que no participan las partes en la concentración, sin someterlo sin embargo a condición alguna ⁽³⁴⁾. En efecto, el apartado 3 del artículo 2 del

⁽³³⁾ Asunto IV M. 1383 Exxon/Mobil.

⁽³⁴⁾ Así, en el considerando 225 de la citada Decisión, o en el 228, en el que literalmente se afirma: «The Commission considers that the creation or reinforcement of a dominant position by a third party is not excluded from the scope of application of Article 2(3) of the Merger Regulation. In addition, it should be borne in mind that Gasunie [el tercero en posición dominante]* is a JV in which one of the parties to the concentration has a substantial interest» (subrayado añadido).

Reglamento de concentraciones indica que «se declararán incompatibles con el mercado común las operaciones de concentración que supongan un obstáculo significativo para una competencia efectiva, al crear o reforzar una situación dominante en el mercado común o en una parte sustancial del mismo». El precepto establece un vínculo de causalidad entre la concentración en cuestión y (la creación o) el reforzamiento de una situación de dominio. Nada en el texto del citado precepto permite llegar a la conclusión que las partes notificantes necesariamente deban formar parte ellas mismas de dicha posición de dominio, ni que deban tener vínculos sustanciales o significativos con los terceros que ostenten tal posición. En definitiva, podemos concluir, en línea con el precedente apuntado, que del texto de dicho apartado se desprende que las concentraciones capaces de reforzar una posición dominante que supongan un obstáculo a la competencia efectiva son incompatibles con el mercado común, independientemente de que dicha posición de dominio sea ostentada por las empresas afectadas en dicha concentración, por empresas vinculadas estructuralmente a las mismas o por terceras empresas.

(72) Finalmente, EnBW alega que existen alternativas, en la legislación española y europea en materia de competencia, al control comunitario de las operaciones de concentración, para actuar contra posibles abusos de los miembros de un duopolio. Sin embargo, como la Comisión ha tenido ocasión de precisar con anterioridad⁽³⁵⁾, el Reglamento de concentraciones instituye un sistema de control estructural, dirigido a evitar la creación o reforzamiento de una posición de dominio, más que un sistema de control de eventuales abusos.

1. Existen incentivos para que las empresas establecidas en otros Estados miembros entren en el mercado mayorista español

(73) Como se ha indicado con anterioridad, el mercado mayorista de electricidad en España ofrece precios atractivos para los operadores establecidos en otros Estados. En efecto, el nivel de precios aplicado a los clientes cualificados es generalmente más de un 30 % superior al practicado en otros países europeos como Francia y Alemania.

(74) Por otro lado, hay que destacar que España ha sido tradicionalmente un país importador neto de electricidad. Ello se explica, en primer lugar, por la capacidad de producción instalada y la particular mezcla de fuentes de producción de electricidad en España (el *mix* de generación). En segundo lugar, la demanda de electricidad ha experimentado un importante aumento a lo largo

de los últimos años, estando la tasa media de crecimiento alrededor del 5-7 %. La construcción de nueva capacidad de generación no ha sido capaz de hacer frente al incremento citado de la demanda. La investigación ha revelado, además, que la demanda continuará creciendo los próximos años a un ritmo superior al 3 %⁽³⁶⁾.

(75) La legislación actualmente en vigor en España permite a los proveedores extranjeros vender electricidad directamente al *pool* o, de manera alternativa, a clientes elegibles, empresas de generación o comercializadores. En particular, el sistema del *pool* en su configuración actual permite que los operadores interesados puedan desarrollar ventas en España sin necesidad de adquirir previamente capacidad de generación en este país.

(76) La investigación de mercado llevada a cabo por los servicios de la Comisión ha confirmado plenamente la existencia de incentivos entre los operadores establecidos más allá de los Pirineos para acceder al mercado español. A su vez, la citada investigación muestra que, a pesar de tales incentivos, los operadores se enfrentan a las dificultades derivadas de la escasez de capacidad de interconexión existente entre España y sus Estados limítrofes, en particular, Francia, aspecto éste que será objeto de análisis más adelante. En cualquier caso, basta apuntar aquí, como muestra tanto de los incentivos de los operadores como de las dificultades provocadas por la escasez de interconexión, que la demanda diaria por parte de las compañías eléctricas europeas situadas allende la península ibérica para la adjudicación de capacidad de interconexión con España supera en siete veces la capacidad física de interconexión actualmente disponible.

2. EDF es el principal competidor potencial de las empresas españolas de generación

(77) EDF, en su condición actual de agente externo, es el principal competidor potencial de las empresas españolas de generación de electricidad. En primer lugar, dispone de una gran capacidad de generación de energía eléctrica en Francia, caracterizada por sus bajos costes variables, debido en gran medida a su capacidad de generación de energía de origen nuclear. EDF se encuentra en condiciones de suministrar energía al mercado mayorista español durante períodos de demanda media y valle. Este tipo de capacidad de generación resulta especialmente apropiado cuando se requiere un suministro continuo y mantenido a largo plazo. Además, esta empresa tiene a su disposición recursos financieros muy importantes, lo que le permite concurrir en mercados eléctricos allende su mercado doméstico sin necesidad de establecerse en los mismos.

⁽³⁵⁾ Decisión Exxon/Mobil, citada.

⁽³⁶⁾ Según datos de la Comisión nacional de la energía española, se prevé que en el cuatrienio 2001-2005 el consumo de energía en España crezca más de un 12 %.

- (78) EDF ha desarrollado a lo largo de los últimos años una política de exportaciones de electricidad a otros países europeos. En este sentido, hay que tener presente además que Francia cuenta con una posición estratégica en el mercado europeo liberalizado, debido a sus interconexiones con el Reino Unido, Bélgica, Alemania, Suiza e Italia. Cualquier otro generador establecido en alguno de los citados países o más allá de las fronteras de los mismos que desee exportar electricidad a España debe hacerlo a través de la red de transmisión y los interconectores franceses, lo cual los sitúa en una posición menos ventajosa en términos estratégicos.
- (79) En la actualidad, EDF realiza ventas de electricidad que suponen aproximadamente un [<5]* % de las ventas totales en el *pool* español (incluido el contrato a largo plazo firmado entre EDF y REE), mientras que el total de importaciones e intercambios internacionales representan aproximadamente el 5 % de las ventas totales en el mercado mayorista. Al referido nivel de ventas ha contribuido decisivamente el que EDF haya ocupado tradicionalmente una parte muy importante de la capacidad de interconexión en la frontera franco-española, como se ha puesto de relieve con anterioridad. Ello ha contribuido a asegurar un flujo continuo de electricidad a un precio constante.
- (80) Finalmente, conviene destacar que la proximidad geográfica entre el mercado doméstico de EDF y España supone una ventaja considerable para la citada empresa. EDF disfruta de una situación de casi monopolio en Francia respecto a la capacidad de generación. En el mercado francés apenas existen posibilidades de que los competidores extranjeros puedan comprar electricidad a EDF. En consecuencia, aquéllos deben adquirir la electricidad en otros países y, consiguientemente, realizar las operaciones correspondientes para asegurar la transmisión de la misma a través de la red eléctrica francesa hasta la frontera hispano-francesa. Tal y como han puesto de relieve las respuestas de los competidores en el marco de la investigación llevada a cabo por los servicios de la Comisión, al parecer se producen normalmente problemas de conexión en el sur de Francia, razón por la cual RTE aplica frecuentemente tarifas o recargos de congestión a los usuarios de la red de transmisión. Los suministradores extranjeros, por tanto, deben tener en cuenta el cálculo de tales costes en el momento de realizar sus ofertas, lo que resulta especialmente complejo cuando se concluyen contratos de suministro con varios meses de antelación. Ello disminuye la viabilidad económica de las operaciones de exportación de electricidad de tales operadores. Para EDF, en cambio, la situación resulta más favorable, en tanto en cuanto dispone de una ventaja comparativa en términos de acceso a la información y de su propia dinámica de producción, lo que le permite evitar o minimizar los recargos de congestión, y, por tanto, realizar ofertas a precios más bajos y predecibles con mayor antelación.
3. **Antes de la concentración propuesta, EDF tenía claros incentivos para incrementar sus exportaciones hacia España y para ello propiciar el incremento de la capacidad de interconexión**
- (81) La actuación de EDF en el pasado muestra su voluntad de incrementar su presencia en el mercado español. En efecto, la investigación ha demostrado que la compañía francesa ha dado muestras inequívocas de su voluntad de proceder a un aumento de la interconexión entre España y Francia, con el objetivo de facilitar la posibilidad de aumentar sus exportaciones hacia la península ibérica. No hay que olvidar que la firma del acuerdo inicial Aragón-Cazaril revela que EDF situó entre sus objetivos estratégicos el proyecto de construcción de una tercera línea de interconexión en la frontera hispano-francesa, que pudiera aumentar la capacidad de interconexión en 1 200 MW. Asimismo, EDF contribuyó con ingentes recursos humanos y financieros al citado proyecto, en cada una de las fases del mismo (planificación, ingeniería, procedimientos de autorización), y ello durante casi una década. El bloqueo del proyecto en 1996 no implica ausencia de interés económico por parte de EDF para incrementar sustancialmente la capacidad de interconexión con España. Las características del mercado español y de EDF, así como su posición en el mercado galo, propiciaban ese interés. Las razones, ya apuntadas, de ese bloqueo nada tenían que ver con los incentivos del productor francés, sino con ciertos factores ajenos a él que motivaron que el gobierno de Francia paralizara el proyecto. Finalmente, y a mayor abundamiento, la firma de un nuevo acuerdo, en 1997, confirmó la voluntad de EDF de lograr un aumento importante de la interconexión Francia-España y, en consecuencia, de mejorar su posicionamiento en el mercado español mediante el incremento significativo de sus exportaciones. Además, EDF-RTE se ha comprometido a proceder al reforzamiento de la línea Hernani-Cantegrit en unos 300 MW y está estudiando conjuntamente con REE la viabilidad de un aumento suplementario de otros 1 200 MW. Todo ello, unido al reforzamiento de interconector español de Vic al que está procediendo REE (que supondría unos 200 MW adicionales) podría dar lugar a una capacidad de interconexión total (siempre que se contara con el suficiente impulso político y económico) de unos 3 800 a 4 000 MW hacia 2007. La investigación de mercado llevada a cabo por parte de la Comisión ha corroborado, por otra parte, que REE está altamente interesada en incrementar por lo menos hasta 6 000 MW la capacidad comercial de interconexión franco-española.
- (82) En considerandos anteriores, se han puesto de relieve los incentivos de los operadores no establecidos en España para exportar electricidad hacia el mercado español. Por otro lado, se ha puesto de manifiesto que EDF se encuentra en una posición particularmente privilegiada, que le convierte, en tanto que agente externo exportador, en el principal competidor potencial de las empresas españolas de generación de electricidad.

- (83) Como a continuación se expone, EDF no sólo dispone del potencial necesario para incrementar sus exportaciones hacia España, sino que, de no mediar la operación de concentración propuesta, cuenta con incentivos poderosos para, efectivamente, incrementar sus exportaciones y, con ello, mejorar su posicionamiento en el mercado español.
- (84) En primer lugar, los precios de la electricidad son más altos en España que en Francia, al tiempo que EDF dispone de un exceso de capacidad de generación. Una comparación entre el nivel de precios en España y Francia a lo largo de los últimos años muestra que los precios aplicados a los consumidores elegibles españoles suelen ser más de un 30 % superiores que los practicados en Francia. Únicamente en el caso de períodos excepcionalmente lluviosos, como los primeros meses del año 2001, los precios en España se sitúan en niveles cercanos a los del mercado francés. Si a ello se le añade el exceso de capacidad de generación de electricidad de EDF, parece evidente que resulta de interés para esta empresa incrementar sustancialmente sus exportaciones de electricidad hacia el mercado español.
- (85) Por otro lado, la estrategia paneuropea de EDF requiere que sea capaz de suministrar a los clientes internacionales establecidos en España. En efecto, ya en la Decisión EDF/EnBW⁽³⁷⁾, la Comisión se refirió a la estrategia desarrollada por esta empresa a lo largo de los últimos años, que la sitúa en una posición única para ofrecer un suministro auténticamente paneuropeo a clientes industriales y comerciales. Tal estrategia pasa, entre otros aspectos, por el refuerzo de la posición de EDF en el mercado español.
- (86) En atención a la limitada capacidad de interconexión actual entre Francia y España, resulta obvio que EDF no puede incrementar significativamente sus exportaciones hacia el mercado español sin que previamente se produzca un aumento de la interconexión existente. En efecto, incluso bajo el sistema de adjudicación de capacidad actual, que permite que EDF utilice la mayor parte de la capacidad comercial disponible (alrededor de un [70-80]* %), EDF no puede conseguir una presencia significativa en el mercado español en tanto que agente externo exportador a menos que se produzca un incremento importante en la capacidad de interconexión entre Francia y España.
- (87) Como se ha apuntado con anterioridad, EDF ha dado muestras en el pasado de su voluntad de proceder a un aumento de la interconexión entre ambos países, apoyando no sólo el refuerzo de las líneas existentes, sino situando entre sus objetivos estratégicos el proyecto

Aragón-Cazaril. Por otra parte, si bien es cierto que los primeros trabajos del citado proyecto se produjeron con anterioridad al proceso de liberalización del mercado de electricidad, los incentivos que justifican la estrategia de EDF de expandir su actividad en España como exportador de electricidad no sólo no han disminuido sino que se han incrementado, como se ha puesto de relieve en un considerando precedente.

4. Un incremento substancial de las exportaciones hacia España, previo aumento de la capacidad de interconexión, incrementaría la competencia en el mercado eléctrico español, debilitando la posición de dominio conjunto existente

- (88) En atención a las dificultades existentes para la construcción de nueva capacidad de generación en España alternativa a la controlada por las cuatro principales empresas generadoras españolas⁽³⁸⁾, la principal vía para incrementar la competencia en el mercado oligopolista español la constituye un incremento substancial de las exportaciones de electricidad hacia el mercado español provenientes de otros países europeos.
- (89) La conclusión apuntada coincide con los resultados del análisis llevado a cabo por el Tribunal de defensa de la competencia en su examen de la operación Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico: «el sistema de funcionamiento de generación de energía eléctrica descansa en el hecho de poder ofertar al *pool* mediante el mecanismo de la libre competencia. Los oferentes pueden realizar sus pujas con energía procedente de unidades de generación localizadas en el territorio español o con energía procedente de sistemas externos, mediante importaciones. La energía importada compite en el *pool* de la misma manera que la energía generada por el sistema. En resumen, la competencia a los operadores ya existentes en el sistema español podría venir no sólo de los nuevos generadores sino también de los importadores. Esta vía permitiría, además, acelerar la introducción de competencia, dado que no habría que esperar varios años como en el caso de las nuevas centrales»⁽³⁹⁾ (subrayado añadido). De las consideraciones expuestas por el citado Tribunal cabe pues concluir que las exportaciones de electricidad hacia el mercado

⁽³⁷⁾ Asunto COMP/M.1853 — EDF/EnBW.

⁽³⁸⁾ Informe C-60/00. Expediente de concentración económica Endesa/Iberdrola.

Informe C-54/00. Expediente de concentración económica Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico.

⁽³⁹⁾ Informe C-54/00. Expediente de concentración económica Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico.

español constituyen un instrumento particularmente idóneo a la hora de incrementar los niveles de competencia en dicho mercado. Ello contradice las aseveraciones de los notificantes en cuanto a la sobrevaloración que, a su juicio, se hace en el pliego de cargos del papel que deben jugar las exportaciones, especialmente las procedentes de EDF.

- (90) En la actualidad, no obstante, las limitaciones derivadas de la escasez de capacidad de interconexión existente entre España y el resto de países europeos no peninsulares impiden que las exportaciones hacia el mercado español desempeñen un papel activo en la promoción de la competencia en el mercado eléctrico español. En particular, el porcentaje de la demanda eléctrica total en España que resulta cubierta por importaciones procedentes de la frontera hispano-francesa representa tan sólo alrededor del 3,5-4 % (unos 8 000 GW/h). Sin embargo, ello podría cambiar en el futuro, dado el interés estratégico de EDF, así como de otros operadores europeos, por incrementar substancialmente sus exportaciones hacia España.
- (91) En efecto, un incremento relativamente importante de las exportaciones de electricidad hacia España tendría efectos destacados tanto en el nivel de precios practicado en el mercado mayorista español como en el actual *status quo* oligopolístico existente en el mismo. Los agentes externos, de este modo, verían facilitada su entrada en el mercado organizado y su acceso a la contratación bilateral directa, al tiempo que se incrementaría la oferta de electricidad en el mercado eléctrico español. Todo ello provocaría una disminución en el aislamiento del mercado eléctrico español, impulsando notablemente las presiones competitivas en el mismo y provocando una disminución de los precios de la electricidad.
- (92) El citado incremento de la oferta en el mercado mayorista no sólo ocasionaría una disminución, relativa, de las cuotas de mercado de los dos principales operadores españoles sino, lo que es más importante, una disminución de sus capacidades respectivas para fijar los precios del *pool*. En efecto, siempre que la exportación hacia el mercado mayorista español consista en electricidad a bajo precio (por ejemplo, energía de origen nuclear procedente de Francia), las exportaciones en cuestión desplazarían a otras ofertas más caras en la formación del precio marginal, introduciendo presiones competitivas en el mercado. La situación descrita, en la que las ventas de los agentes externos influyen en un descenso de los precios, ya sea directamente (fijando el precio marginal) ya sea indirectamente (obligando a los principales operadores a presentar ofertas más bajas) se dará en mayor medida, obviamente, en tanto el volumen de exportaciones al mercado español sea mayor.
- (93) La investigación ha revelado que la evolución reciente del mercado eléctrico confirma la validez del análisis apuntado. En particular, el descenso de los precios

acontecido en el mercado español entre los años 2000 y 2001 a causa del incremento de la hidraulicidad ilustra los efectos de un incremento de la energía a bajo precio ofertada en el *pool*. En efecto, el acusado incremento de la producción de energía hidroeléctrica registrado en España entre los meses de noviembre de 2000 a marzo de 2001 provocó una reducción substancial del precio de la electricidad, que llegó a ser hasta de un 42 %⁽⁴⁰⁾. Tomando como referencia un período más largo, si se consideran sendos períodos de 13 meses consecutivos (marzo 1999-marzo 2000 y marzo 2000-marzo 2001), un incremento en la oferta de producción de energía hidroeléctrica de 22 811 GW/h ha provocado una disminución de los precios de la electricidad de algo más de un 30 % en los intervalos temporales considerados.

- (94) El incremento de oferta eléctrica apuntado es cuantitativa y cualitativamente comparable al que resultaría de un incremento substancial en la capacidad de interconexión entre Francia y España. En primer lugar, y teniendo en cuenta que con la capacidad actual (1 100 MW) las exportaciones procedentes de Francia ascienden a 8 TW/h, un incremento de 3 000 MW adicionales, es decir, una situación de unos 4 000 MW de capacidad comercial de interconexión total, produciría un incremento de la oferta de aproximadamente unos 20 a 24 TW/h anuales. En segundo lugar, desde un punto de vista cualitativo, la energía exportada a España estaría previsiblemente constituida por electricidad producida a partir de instalaciones con bajos costes marginales, que, por tanto, podría llegar al mercado mayorista español a precios inferiores a los practicados tradicionalmente en el mismo.
- (95) La dinámica observada en la evolución reciente del mercado español y, en particular, el paralelismo con el aumento de la hidraulicidad, permite concluir, pues, que un aumento de la interconexión, con el consiguiente incremento de las exportaciones de electricidad hacia España, favorecería sensiblemente una correcta formación de los precios en el mercado organizado (especialmente en horas de demanda valle y media, cuando la oferta de Endesa e Iberdrola no fuera indispensable para satisfacer la demanda) y en la contratación bilateral, y, en particular, daría lugar a una reducción substancial de los precios del mercado mayorista español, incrementado la contestabilidad del mismo, aumentando la competencia y debilitando la situación actual de posición dominante duopolística. El incremento de la interconexión, finalmente, supondría un factor importante de reserva de capacidad, es decir, de exceso de oferta sobre la demanda, en un sistema eléctrico en el que se negocia una mercancía que no se puede almacenar.
- (96) Las partes, en sus respectivas contestaciones al pliego de cargos argumentan que dicho análisis constituye una excesiva simplificación; sin embargo no proporcionan datos fehacientes que permitan concluir que el aumento

⁽⁴⁰⁾ El precio medio de la electricidad en el mercado de producción pasó de 7,46 pesetas españolas (ESP)/KWh (0,04 EUR) en marzo de 2000 a 4,31 ESP (0,03 EUR) en marzo de 2001.

de la interconexión no irá acompañada de una disminución de precios en el mercado español, tal y como ocurrió en la situación analizada con anterioridad, limitándose EnBW a afirmar que no existe relación alguna entre la *ratio* de capacidad y los precios de la electricidad. Dicha afirmación, en cualquier caso, no resulta del todo cierta, pues, según los datos aportados por la propia EnBW en relación con las previsiones de precio para 2002, si exceptuamos Bélgica y Holanda, en los países con niveles de capacidad de interconexión con relación a la demanda en horas punta inferiores al 15 % (Italia, Portugal y España), los precios son más altos que en el resto de los países con niveles superiores al 15 % (Alemania, Suiza, Francia y Austria) ⁽⁴¹⁾.

5. La operación no puede tener efectos pro-competitivos si la capacidad de interconexión España-Francia no es aumentada

(97) En la respuesta al pliego de cargos, las partes notificantes indican que la operación analizada favorece la competencia frente a Endesa e Iberdrola. En particular EnBW argumenta que tras la operación de concentración «la posición dominante de los miembros del duopolio se verá debilitada y la competencia en precios se incrementará» debido principalmente al hecho de que EnBW puede apoyar a Hidrocantábrico con su «*know how*» técnico y al hecho de que, como miembro del grupo EDF, Hidrocantábrico se beneficiaría del apoyo financiero y mejores *ratios* de crédito, pudiendo llevar a cabo con éxito adquisiciones o construcción de otras centrales.

(98) A este respecto, la Comisión recuerda que, tal y como quedó demostrado anteriormente, el nivel de precios en el mercado español resulta afectado por incrementos en el suministro de energía a bajo precio ofertada en el *pool*. El cambio de propiedad previsto de una central como la de Viesgo, perteneciente a Endesa, con una capacidad correspondiente al 5 % de la capacidad de generación existente en España (+ 2 500 MW) no lleva aparejado ni un aumento de la energía a bajo precio ofertada al *pool* ni una disminución sustancial de la cuota de mercado de Endesa. Además no hay que olvidar que (si no se produce un aumento de la capacidad de interconexión) la creación de un vínculo estructural de control entre EDF e Hidrocantábrico supone la desaparición de la principal fuente de competencia externa en el mercado español. Estos extremos se desarrollan con detalle en un considerando posterior.

6. El hecho de que esté previsto un aumento de la capacidad de generación en España no acarreará la desaparición del duopolio Endesa-Iberdrola

(99) Si bien es verdad, como se indica posteriormente, que la capacidad de generación de Hidrocantábrico puede verse

reforzada en los próximos años (mejorando su posición en el mercado español), conviene tener en cuenta que, a pesar de la moratoria legal, recordada por EnBW, que impide a los miembros del duopolio realizar provisionalmente inversiones en nueva capacidad ⁽⁴²⁾, no hay que olvidar que estas dos empresas también tienen previsto poner en marcha próximamente centrales de nueva generación. A título de ejemplo cabe citar San Roque (Endesa), con una potencia instalada de 400 MW, cuya puesta en marcha está prevista para 2002, Besós (Endesa y Gas Natural), con una potencia instalada de 800 MW, cuya puesta en marcha está prevista para 2002, Castellón (Iberdrola, Repsol y BP), con una potencia instalada de 800 MW, cuya puesta en marcha está prevista para 2002, Castejón (Iberdrola), con una potencia instalada de 400 MW, cuya puesta en marcha está prevista para 2002, etc. Así pues, las cuotas de generación previstas para Endesa e Iberdrola en los próximos años, previsiblemente no variarán sustancialmente respecto a las actuales, por lo menos hasta el punto de poner en peligro, por este único factor, el duopolio actualmente existente.

(100) Finalmente, a pesar de que las nuevas centrales programadas darán lugar, según las cifras que obran en poder de la Comisión ⁽⁴³⁾, a un incremento de capacidad de generación de alrededor de un 10-15 % de aquí al año 2005, teniendo en cuenta el aumento previsible de la demanda y el coste de la energía generada (muy superior a la producida en Francia y otros países europeos) no se espera que el incremento de energía aportada al *pool*, procedente de las nuevas centrales, vaya a tener efectos sobre los precios ⁽⁴⁴⁾ ni sobre la capacidad de fijación de los mismos por parte de Endesa e Iberdrola. No hay que olvidar que la energía procedente de centrales de ciclo combinado (de donde procederá fundamentalmente la energía suplementaria aportada al *pool* en los próximos años) tiene unos costes de producción muy superiores a la energía nuclear producida por EDF y que, como se ha indicado anteriormente, una parte importante de las nuevas centrales de ciclo combinado que se espera entren en funcionamiento de aquí al 2005 estarán total o parcialmente en manos de Endesa e Iberdrola.

⁽⁴²⁾ El artículo 16 del Real Decreto-Ley 6/2000 prevé concretamente que «los productores de energía eléctrica cuya potencia eléctrica instalada en régimen ordinario en todo el territorio peninsular, a la entrada en vigor del presente Decreto-Ley, exceda del 40 % del total [Endesa]*, no podrán incrementar la potencia instalada durante un plazo de cinco años. Si la participación en dicha potencia instalada es inferior al 40 % pero superior al 20 % [Iberdrola]* el plazo será de tres años». Hidrocantábrico podría aprovechar las restricciones mencionadas para ganar cuota de mercado adicional, en particular en la medida en que, según datos de la Comisión Nacional de la energía española, se prevé que durante el cuatrienio 2001-2005 el consumo de energía eléctrica crezca alrededor de un 12 % total.

⁽⁴³⁾ Fuente: Ministerio de Economía.

⁽⁴⁴⁾ En la contestación al pliego de cargos EnBW afirma que 7 500 MW adicionales de capacidad de generación deberían estar ya operativos para el año 2003. Según las cifras que obran en poder de la Comisión, la capacidad adicional instalada y operativa para el año 2003 con respecto a la situación actual no llegaría a los 5 000 MW.

⁽⁴¹⁾ Entre un 37,5 % (Suiza y Austria con respecto a España y Portugal) y un 90 % (Francia con respecto a Italia)

(101) Así pues, aunque el aumento de capacidad de generación previsto, especialmente por la entrada de nuevos actores en el mercado mayorista eléctrico español, puede mejorar la competencia en el mismo de manera ciertamente limitada, no parece que ello vaya a traer consigo la desaparición del duopolio Endesa/Iberdrola. La entrada de EDF a través de Hidrocontábrico, acompañada de un bloqueo del aumento de la capacidad de interconexión Francia-España, reforzaría pues en cualquier caso la situación de duopolio (actual y prevista para el futuro).

7. Tras la concentración propuesta, desaparecerán los incentivos para que EDF propicie un incremento substancial de la capacidad de interconexión entre Francia y España

(102) Una vez consumada la concentración propuesta, la situación estratégica de EDF respecto al mercado español sufrirá previsiblemente una alteración fundamental, con un cambio notable en los objetivos comerciales a medio y largo plazo.

a) EDF adquiere una capacidad de generación importante en España y, en consecuencia, una presencia destacada en el mercado eléctrico español

(103) Tras la operación, EDF adquiere control conjunto sobre Hidrocontábrico, que cuenta con una cuota de generación en España que representa aproximadamente un 5 % de la capacidad total instalada en este país. Tradicionalmente, además, Hidrocontábrico ha actuado como vendedor neto en el mercado mayorista. En particular, la cuota de la citada compañía en relación a las ventas en el mercado diario del *pool* se elevó por encima del [5-10]* % en el año 2000. A ello debe sumarse la actividad de EDF en tanto que agente externo, es decir, sus exportaciones hacia el mercado español, que representaron alrededor de un [<5]* % de las ventas en el mercado diario en el mismo período.

(104) EDF, en definitiva, controlará tras la fusión, bien directamente, bien conjuntamente y de forma indirecta, una cantidad de energía en el mercado español que se situará en torno al [9-12]* % de las ventas en el mercado diario del mercado mayorista de electricidad español. Ello supone una destacada presencia en el mercado eléctrico español, a un nivel algo inferior al del tercer operador (Unión Fenosa) aunque todavía lejos de los dos operadores dominantes (Endesa e Iberdrola).

(105) Por otro lado, la posición de EDF en el mercado español podría incrementarse en el futuro, aunque de manera limitada, en tanto en cuanto Hidrocontábrico gane un mayor peso en el mercado de generación, ya sea mediante la construcción de nuevas centrales⁽⁴⁵⁾ (apro-

vechando las restricciones impuestas legalmente sobre Endesa e Iberdrola respecto a la construcción de nueva capacidad) o mediante una política de adquisiciones de capacidad de generación. En cualquier caso, el citado margen de ampliación no parece que vaya a poner a EDF en situación de poder acabar con el duopolio constituido por los dos principales operadores existentes. Por otro lado, y como más adelante se precisa, no resulta previsible que EDF cuente con incentivos económicos y comerciales para llevar a cabo actuaciones que provoquen un descenso importante en el nivel de precios actual del mercado mayorista español.

La participación financiera de EDF en Hidrocontábrico

(106) Durante la investigación, las partes han puesto de manifiesto que, si bien resulta indiscutible que, tras la operación, EDF controlará conjuntamente Hidrocontábrico, su participación financiera en la misma resulta no obstante limitada, en tanto en cuanto EDF posee un 34,5 % de EnBW, que a su vez posee un 50 % de Ferroatlántica, la cual, finalmente, posee alrededor de un 60 % de Hidrocontábrico. De ello deducen que la participación que EDF obtendrá de la explotación de Hidrocontábrico resulta poco significativa, lo cual influirá en la toma de las decisiones estratégicas a las que se hace referencia en la presente Decisión.

(107) En primer lugar, hay que insistir en que EDF controlará, aunque conjunta e indirectamente, Hidrocontábrico. Ello supone que, al margen de los incentivos financieros concretos, la participación de EDF en una empresa que opera en el mismo sector de actividad en un mercado altamente atractivo para el operador francés, persigue la realización de una serie de objetivos de carácter estratégico e industrial [participación en el capital de REE⁽⁴⁶⁾ con la consiguiente información adicional sobre la gestión del sistema español de transmisión, posicionamiento como suministrador paneuropeo, posibilidades de exportar a Marruecos y Portugal sin necesidad de incrementar la interconexión hispano-francesa].

(108) Más allá de esta comprobación inicial, y desde una perspectiva dinámica, la investigación ha revelado que la participación financiera de EDF en Hidrocontábrico no sólo puede incrementarse en un futuro próximo, sino que resulta altamente probable que así suceda. Dicho incremento, en particular, puede estructurarse de formas diversas, y consistir, por ejemplo, en una mayor participación financiera de Ferroatlántica en Hidrocontábrico, o en la adquisición directa de acciones de esta última compañía por parte de EnBW o EDF, o incluso en una mayor participación financiera de EnBW en Ferroatlántica o de EDF en EnBW. En particular, por lo que hace al

⁽⁴⁵⁾ En particular, Hidrocontábrico tiene autorizada la construcción de una planta en Navarra, con una potencia instalada de 400 MW.

⁽⁴⁶⁾ Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocontábrico tienen respectivamente cada una un 10 % de participación en el capital de REE.

accionariado de Hidrocantábrico que no fue adquirido por Ferroatlántica mediante la operación notificada, conviene señalar que la citada operación se produjo en un momento en el que se presentaron hasta tres ofertas públicas de adquisición dirigidas a hacerse con el control de la empresa eléctrica (aunque una de ellas fue retirada con posterioridad). Los intereses del resto de accionistas en Hidrocantábrico podrían por tanto cambiar tras la consolidación de la situación de control resultante de la operación notificada, lo que podría dar lugar a que EDF estuviera en posición de incrementar (directa o indirectamente) su participación en Hidrocantábrico. Por otra parte, la investigación ha puesto de manifiesto que EDF cuenta además con claros incentivos estratégicos, económicos y financieros para incrementar su participación en Hidrocantábrico. Una mayor participación financiera de EDF en Hidrocantábrico supondrá un incremento en la participación en los beneficios obtenidos por la explotación de dicha empresa, incremento que, como se pone de relieve más adelante, resultará superior a los beneficios que se derivarían para EDF del incremento de capacidad de interconexión.

(109) En cualquier caso, la investigación ha revelado, como queda explicado más adelante, que incluso en una situación de control conjunto por parte de EDF en Hidrocantábrico con una participación financiera indirecta de alrededor del 10 %, los incentivos de la empresa francesa para aumentar la capacidad de interconexión se ven reducidos con respecto a la situación previa a la fusión en la que EDF carecía de capacidad de generación en España.

b) El incremento substancial de la posición de EDF en el mercado español se produce sin que se incremente la energía ofertada en España

(110) Como se ha afirmado anteriormente, tras la operación, EDF adquiere control conjunto sobre Hidrocantábrico, cuya capacidad de generación de energía eléctrica se sitúa alrededor de los 2 175 MW. Tal capacidad, por otra parte, puede aumentarse en el futuro, como ya se ha apuntado.

(111) Para conseguir una cantidad equivalente de electricidad adicional en tanto que agente externo exportador, es decir, a través de exportaciones desde Francia, EDF tendría que conseguir previamente un notable incremento de la capacidad de interconexión entre aquel país y España. Incluso de mantenerse inmutable la situación actual, en la que EDF disfruta generalmente de un [70-80]* % de la capacidad comercial de interconexión existente, el actual interconector debería incrementarse en al menos aproximadamente 3 000 MW, lo que situaría la capacidad comercial total de interconexión por encima de los 4 000 MW. La cifra apuntada resulta, en cualquier caso, conservadora, pues, de tomarse en consideración un nivel de utilización del interconector inferior y un cierto desarrollo de la capacidad de Hidrocantábrico, la cifra de capacidad de interconexión necesaria sería substancialmente mayor.

(112) Tal incremento en la capacidad de interconexión y, consiguientemente, en las exportaciones hacia España, tendría previsiblemente una repercusión cierta sobre los precios del mercado mayorista español, como se ha expuesto con anterioridad. Por otra parte, el incremento en la capacidad de interconexión no sólo favorecería a EDF sino a otros operadores europeos interesados en exportar hacia el mercado español.

(113) Con la operación propuesta, EDF adquiere en cambio una presencia destacada en el mercado español, sin que ello suponga un incremento en el volumen de energía ofertada en el pool, y sin amenazar por tanto la actual posición de dominio conjunto y los altos precios existentes en España.

c) EDF estará previsiblemente interesada en mantener relativamente aislado el mercado eléctrico español, con objeto de impedir que nuevos competidores puedan desafiar el nivel actual de precios

(114) EDF deja de ser un mero agente externo exportador, para pasar a controlar conjuntamente uno de los operadores del mercado español. La combinación del control (conjunto) de una importante capacidad de generación doméstica en el mercado español, resultante de la operación propuesta, con una utilización mayoritaria de la capacidad de interconexión existente, supondrá previsiblemente un cambio cualitativo en los intereses estratégicos de EDF.

(115) EDF, así, pasa a unir sus intereses a los de un operador ya instalado en el mercado español, con capacidad de producción propia. Por otra parte, las particulares características del mix de generación de la empresa española (producción de energía de origen básicamente térmico) parecen complementarse adecuadamente a las de EDF (producción de energía de origen básicamente nuclear).

(116) La investigación apunta que EDF, tras la fusión, estará lógicamente más interesado en aprovechar su cómoda situación en el mercado oligopolístico español, beneficiándose de los precios supracompetitivos practicados en el pool, que en incrementar las exportaciones al mismo a través del aumento de la capacidad de interconexión. Ello es así porque un incremento substancial en la capacidad de interconexión, y el consiguiente aumento de las importaciones en el pool, llevará aparejado un descenso substancial de los precios del mismo, como se ha explicado con anterioridad. Tal descenso en los precios repercutirá en los beneficios de Hidrocantábrico (e, indirectamente, en los de EDF). Dado el mix de generación de Hidrocantábrico, a la citada reducción en los precios a los que dicha empresa verá remunerada la electricidad vendida, la acompañará previsiblemente,

además, una reducción relativa de la cantidad efectivamente vendida por la misma, en particular aquella producida con mayores costes marginales. Tales reducciones en las cantidades vendidas por Hidrocarbónico y en los precios del *pool*, reducirán en definitiva el beneficio que EDF extraerá de la explotación de la empresa española, y, como ha puesto de manifiesto la investigación, no serán compensadas por el incremento de las exportaciones de EDF hacia el mercado español, las cuales, a su vez, serán remuneradas también al menor precio marginal resultante de la mayor apertura del mercado provocada por el incremento substancial en la capacidad de interconexión.

(117) En definitiva, resulta conveniente para EDF mantener la situación actualmente existente, el presente *statu quo*, con precios elevados que le permitan maximizar beneficios y amortizar la inversión. EDF, por mor de su control conjunto sobre EnBW, tiene un interés cierto en que los activos adquiridos con la operación proporcionen beneficios que compensen los costes incurridos con ocasión de la inversión realizada, lo cual queda asegurado manteniendo el nivel elevado de precios en el *pool*. En este sentido, la estrategia que permitirá a EDF maximizar sus beneficios pasa, por las razones apuntadas, no por un incremento substancial de la capacidad de interconexión, sino por un desarrollo relativamente limitado de la capacidad de generación de Hidrocarbónico y de las ventas de la citada empresa en el mercado español, que no ponga en peligro el actual nivel de precios del *pool*.

(118) En efecto, a través de la expansión de la capacidad de generación de Hidrocarbónico en España, EDF mantiene un control total sobre las repercusiones de su decisión en la estructura de capacidad en el mercado español, mientras que, como se ha apuntado con anterioridad, el incremento de la capacidad de interconexión no sólo beneficia a EDF, sino a otros operadores establecidos allende la península ibérica, con los cuales EDF tendrá que competir para conseguir un aprovechamiento substancial de la nueva capacidad de interconexión (especialmente en un sistema de subastas para acceder a la misma). En definitiva, EDF, una vez conseguida una presencia significativa en España, estará interesada en que la barrera de entrada que supone una capacidad de interconexión claramente insuficiente se mantenga, y con ello que otros operadores establecidos en Estados miembros no peninsulares no vean aumentadas sus posibilidades de incrementar sus exportaciones hacia el mercado español, con la repercusión que ello puede suponer en los precios del citado mercado. La decisión de oponerse al citado incremento de interconexión, conviene insistir, no elimina las alternativas estratégicas de crecimiento de EDF en el mercado español, que pasan por el desarrollo de la capacidad de generación de Hidrocarbónico, como se ha apuntado con anterioridad. En otras palabras, el no incremento de la capacidad de interconexión mantiene las barreras de entrada a la exportación hacia España para los operadores no establecidos en dicho país, sin afectar significativamente, no obstante, a las alternativas estratégicas de EDF.

(119) A la luz de los factores enumerados con anterioridad, es posible pues concluir que la estrategia más conveniente para EDF, una vez consumada la fusión, será la de adaptar su estrategia comercial a la del resto de las compañías eléctricas españolas, en el marco del duopolio existente en la actualidad. Los beneficios de EDF, como los del resto de generadores, serán elevados en tanto en cuanto los precios del *pool* continúen siendo altos. Además, EDF, en su capacidad de agente externo exportador, continuará beneficiándose del nivel superior de precios en España respecto de Francia.

(120) En efecto, bajo el actual sistema de atribución de capacidad, EDF continuará disfrutando de la posibilidad de utilizar la mayor parte de la interconexión para sus exportaciones hacia el mercado español. Incluso en el caso de concretarse próximamente el cambio acordado de sistema de atribución (que, en principio, no afectará a las cantidades objeto del contrato entre EDF y REE), parece prudente asumir que EDF continuará disfrutando de una parte importante de la interconexión, que podrá utilizar para realizar beneficios importantes sobre las cantidades de electricidad exportada hacia España. Por el contrario, la actual capacidad de interconexión impedirá que pueda desarrollarse una competencia efectiva en el mercado mayorista de electricidad en España con operadores establecidos en el extranjero. En la actualidad, dichos operadores, EDF aparte, juegan un papel mínimo en el mercado español. De no incrementarse substancialmente la capacidad de interconexión a lo largo de los próximos años, el papel de los operadores no establecidos en España seguirá siendo marginal, con el resultado de que los operadores españoles, y ahora EDF, podrán continuar vendiendo con relativa tranquilidad en el mercado español sin verse sometidos a competencia efectiva por parte de aquellos.

(121) En este sentido, resulta de todo punto improbable que otros competidores no establecidos en España puedan competir con éxito en el mercado español, dada la limitada capacidad de interconexión, y ello incluso si el nuevo mecanismo de atribución de capacidad les otorga un mayor uso de la misma. Sobre la base de las cifras apuntadas con anterioridad, la capacidad comercial disponible en el interconector de Francia a España corresponde aproximadamente a [500-600]* MW (resultado de restar a la capacidad comercial total, 1 100 MW, el contrato a largo plazo suscrito entre EDF y REE, que ocupa [500-600]* MW). Además, hay que tener en cuenta que no existe una garantía de capacidad comercial de interconexión para terceros operadores, dado que la capacidad de interconexión comercial garantizada se reserva para el contrato EDF/REE. Incluso asumiendo que el mecanismo de atribución se modifique de manera que los proveedores extranjeros reciban una mayor capacidad de interconexión, el total de la electricidad que se ofertaría en el mercado mayorista español supondría un porcentaje inferior al [<5]* %. Tales ofertas, por su reducida dimensión, resultarían infructuosas para influir significativamente en los precios del *pool*.

(122) En sus respectivas contestaciones al pliego de cargos las partes notificantes alegan que la Comisión no llega a probar que, con la compra de Hidrocantábrico, EDF no se vería incentivada a competir a través de importaciones, llegando a indicar el Grupo Villar Mir que «puesto que EDF sólo estaría comprando una participación mínima en Hidrocantábrico, la rentabilidad de las acciones de ésta sería sorprendente si pudiera compensar a EDF por el dinero que dejaría de ganar si abandona la posibilidad de importar electricidad». En respuesta a tales alegaciones nos remitimos, en primer lugar, al considerando anterior, en el que se desarrolla la cuestión de la participación financiera (indirecta) de EDF en Hidrocantábrico, al tiempo que se analizan los incentivos en relación a un futuro incremento de la misma. Por otro lado, en ningún momento se afirma que EDF vaya a dejar de exportar hacia España; lo que se pone en duda es la existencia en el seno de EDF, tras la fusión, de incentivos para promover un incremento substancial de la capacidad de interconexión que, por un lado, pueda provocar un descenso en los precios del mercado español y que, por otro, podrá ser aprovechada igualmente por operadores distintos de EDF (operadores sin una significativa capacidad de generación propia en España y, por tanto, con objetivos comerciales diferentes).

8. EDF/RTE se encuentra en una posición en la que puede evitar que se incremente substancialmente la capacidad de interconexión entre Francia y España

(123) Durante la investigación, EDF y EDF/RTE han manifestado que, con base en la reglamentación francesa, corresponde a ésta última, en tanto que operador del sistema de transmisión de electricidad en Francia, la decisión sobre cualquier actuación dirigida a incrementar, del lado francés, la capacidad de interconexión con España. Ambas entidades han puesto de relieve la independencia financiera y de gestión de EDF/RTE respecto a EDF, y las obligaciones impuestas reglamentariamente sobre la primera en relación a la gestión de la red francesa. EDF, en definitiva, no tendría ningún poder respecto al aumento o no de la capacidad de interconexión.

(124) EDF/RTE tiene efectivamente encomendada la actividad del operador de red eléctrica en Francia, lo que incluye las cuestiones relativas a la asignación y al incremento de capacidad de interconexión entre Francia y España mediante la mejora de las líneas existentes o el trazado de nuevas líneas. Para el cumplimiento de tales objetivos, EDF/RTE afirma disfrutar de autonomía de funcionamiento e independencia de gestión, disponiendo de los recursos de índole diversa que resultan necesarios para su realización.

(125) Hay que apuntar, no obstante, que, desde un punto de vista jurídico y orgánico, EDF/RTE constituye una división de EDF, careciendo de personalidad jurídica distinta⁽⁴⁷⁾. Además, el Director de EDF/RTE es elegido por el Ministro de Energía francés de entre una terna de candidatos propuestos por el Presidente de EDF. En cualquier caso, e incluso aceptando la efectividad de las medidas previstas para asegurar la independencia de EDF/RTE respecto a EDF, no es menos cierto que ambos forman parte de una única unidad económica, un grupo industrial propiedad del Estado francés, que en definitiva controla tanto a EDF como a EDF/RTE. En este sentido, la toma de decisiones relativas a asuntos clave u otro tipo de decisiones estratégicas para el funcionamiento de EDF/RTE está claramente vinculada a las autoridades públicas francesas, en particular al Ministerio de Energía, sin perjuicio de las atribuciones que corresponden al regulador del sector energético, la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE).

(126) Concretamente, es el Estado francés el responsable último de las decisiones en materia de interconexión. En particular, EDF/RTE debe someter a la aprobación del Ministro de Energía, con una periodicidad máxima de dos años, el plan de desarrollo de la red pública de transporte⁽⁴⁸⁾. Dicho plan debe ser aprobado por el Ministro, tras dictamen de la CRE. En definitiva, pues, el propietario de EDF, el Estado francés, tiene la decisión última sobre el incremento de la capacidad de interconexión, decisión que, como se ha indicado, afecta directamente los intereses estratégicos de EDF.

(127) No resulta aventurado concluir, en suma, sin negar por ello la autonomía de funcionamiento e independencia de gestión de EDF/RTE, que no se llevará a cabo un incremento substancial de la capacidad de interconexión hispano-francesa que pueda perjudicar claramente los intereses de EDF y consiguientemente, los del Estado francés, propietario de la citada compañía y, a la vez, depositario del poder final de decisión en la materia.

VI. COMPROMISOS PRESENTADOS POR EDF Y EDF-RTE

(128) EDF/RTE y EDF han ofrecido compromisos para solucionar los problemas de competencia señalados por la Comisión. Dichos compromisos, que cuentan con el apoyo explícito del Gobierno francés, figuran, respectivamente, como anexos I y II de la presente Decisión. En resumen los compromisos son los siguientes.

⁽⁴⁷⁾ La Ley nº 2000-108, de 10 de febrero de 2000, prevé en su artículo 12 lo siguiente: «Au sein d'Électricité de France, le service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions ...» (subrayado añadido).

⁽⁴⁸⁾ Artículo 14 de la Ley nº 2000-108, de 10 de febrero de 2000.

COMPROMISOS OFRECIDOS POR EDF/RTE

- (129) EDF/RTE se compromete a adoptar las medidas y a ejecutar los trabajos necesarios para aumentar la capacidad comercial de interconexión Francia-España según las etapas siguientes:
- 300 MW suplementarios a través de la mejora técnica de las líneas existentes antes de finales de 2002,
 - 1 200 MW suplementarios a través de la construcción de una nueva línea [...]*; dicha capacidad suplementaria podrá ser aumentada [...]*, tras verificación de la viabilidad técnico-económica en relación con el aumento de esta última cantidad,
 - 1 200 MW suplementarios a través la construcción de una línea alternativa, el desdoblamiento de una línea existente o bien el refuerzo de las líneas francesas, a medio plazo, en la medida en que estudios de factibilidad técnico económica que deberán ser llevados a cabo antes de finales de 2002 justificaran dichas obras.
- (130) El aumento de la capacidad comercial deberá dar lugar a una capacidad disponible equivalente al 75 % del aumento adicional durante el 85 % de las horas del año.
- (131) Los plazos antes mencionados podrán ser prorrogados en caso de que las obras no pudieran ser terminadas por razones no imputables a EDF/RTE. Por otro lado, la Comisión desea precisar que, por lo que respecta al tercer tramo del incremento de la capacidad de interconexión, y sin perjuicio de que la determinación precisa del calendario de los trabajos deba resultar de los estudios de viabilidad a que se ha hecho referencia, los compromisos incluyen no obstante un horizonte temporal de referencia (la construcción debe realizarse «a medio plazo»). La concreción del citado horizonte temporal deberá determinarse en función del proyecto concreto por realizar (construcción de una nueva línea, desdoblamiento o refuerzo de líneas existentes). En este sentido, y de acuerdo con la investigación llevada a cabo por la Comisión, el horizonte temporal de referencia debe entenderse comprendido entre cuatro y ocho años tras la conclusión de los citados estudios.
- (132) Se nombrará uno o varios terceros encargados de verificar el cumplimiento de los compromisos, que deberán ser aprobados por la Comisión. En particular, el tercero deberá recibir de EDF/RTE todas las informaciones y asistencia necesarias para llevar a cabo su misión, e informará regularmente sobre el desarrollo del cumplimiento de los citados compromisos, pudiendo proponer a la Comisión todas aquellas medidas que considere necesarias para garantizar su respeto, entre otras la elaboración de estudios de viabilidad alternativos, complementarios, o de ambos tipos, a los presentados por

EDF/RTE. Asimismo el tercero deberá tener en cuenta, en el cumplimiento de la tarea encomendada, toda información o estudios provenientes de terceros interesados, particularmente de la Comisión nacional de la energía o de REE.

COMPROMISOS OFRECIDOS POR EDF

- (133) Con vistas a resolver los problemas de competencia derivados de su toma de control sobre Hidrocontábrico, EDF se compromete a apoyar el aumento de la interconexión entre Francia y España y, en especial, los compromisos de EDF/RTE arriba mencionados según las etapas anteriormente descritas.
- (134) Para ello se compromete a participar en los trabajos del grupo de usuarios creado por EDF-RTE y a aportar a RTE los elementos que obren en su poder que pudieran resultar útiles para la culminación de los estudios técnico-económicos de realización de nuevas líneas u otras modalidades de refuerzo de la interconexión Francia-España.
- (135) Además EDF se compromete a remunerar (si ello resultara necesario) al o a los terceros encargados de verificar el cumplimiento de los compromisos suscritos por EDF-RTE.

EVALUACIÓN

- (136) Los compromisos antes descritos paliarán en el futuro el aislamiento del mercado eléctrico español, reforzando significativamente la posibilidad de que operadores establecidos allende los Pirineos puedan competir en dicho mercado. El incremento de los niveles de interconexión posibilitará un aumento de las exportaciones de electricidad hacia el mercado español, lo cual tendrá un efecto positivo sobre el nivel de precios del *pool* y sobre la capacidad de los miembros del duopolio existente para fijarlos.
- (137) Por consiguiente, los compromisos ofrecidos por EDF-RTE y EDF son adecuados para evitar el reforzamiento de la posición dominante de Endesa e Iberdrola que se derivaría, tras la fusión, del previsible mantenimiento en el futuro de la actual capacidad de interconexión eléctrica, claramente insuficiente, entre Francia y España.

(138) Finalmente, la Comisión desea precisar que, contrariamente a lo manifestado por EDF/RTE en su escrito (en particular, en la Declaración preliminar del mismo), EDF/RTE resulta una empresa interesada a efectos del párrafo segundo del artículo 8 del Reglamento de concentraciones, y, por tanto, capaz de asumir compromisos destinados a compatibilizar la operación notificada con el mercado común. Ello resulta, sin perjuicio de la alegada independencia de EDF/RTE respecto de EDF, de la pertenencia de ambas entidades a un mismo grupo empresarial propiedad del Estado francés, como se explica en un considerando anterior.

VII. CONCLUSIÓN

(139) Habida cuenta de lo anterior, la concentración propuesta, siempre que se respeten plenamente los compromisos establecidos en los anexos, no creará ni reforzará una posición dominante, como consecuencia de la cual la competencia efectiva se vería obstaculizada en una parte sustancial del mercado común. Por consiguiente, se declara la operación compatible con el mercado común y con el funcionamiento del EEE, de conformidad con el apartado 2 del artículo 8 del Reglamento de concentraciones, a condición de que las partes respeten los compromisos siguientes:

- a) incremento de la capacidad de interconexión tal y como se establece en el apartado 2 del anexo I (que pueden ser objeto de revisión por parte de la Comisión, de acuerdo con el apartado 4 del anexo I);
- b) el cumplimiento de cualquier medida impuesta por la Comisión por recomendación del o de los administradores encargados de controlar la puesta en marcha de los compromisos, con el fin de hacer que las partes respeten los mismos tal y como se indica en el párrafo noveno del apartado 3 del anexo I.

(140) Los aspectos arriba mencionados de los compromisos constituyen condiciones, pues solamente mediante su cumplimiento (salvo cualquier cambio derivado de lo establecido en el apartado 4 del anexo I) puede tener

lugar un cambio estructural en el mercado mayorista de electricidad en España. Los otros aspectos del compromiso constituyen obligaciones, dado que se refieren a las etapas de puesta en práctica que son necesarias para la consecución del cambio estructural que se pretende. En particular, ello se refiere a las disposiciones relativas al o a los administradores encargados de controlar la puesta en marcha de los compromisos [apartado 3 del anexo 1, a excepción de lo precisado en la letra b) del considerando 139].

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La operación notificada, por la que el grupo español Villar Mir y la compañía alemana Energie Baden-Württemberg, bajo el control de la empresa francesa Electricité de France y la empresa alemana Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke, adquieren el control conjunto de Hidroeléctrica del Cantábrico SA, se declara compatible con el mercado común y con el funcionamiento del Acuerdo EEE, sujeta al íntegro cumplimiento de los compromisos recogidos en los anexos I y II.

Artículo 2

Los destinatarios de la presente Decisión serán:

Ferroatlántica, SL
Pº de la Castellana 86, 7ª
E-28046 Madrid

Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)
Durlacher Alle 93
D-76131 Karlsruhe

Hecho en Bruselas, el 26 de septiembre de 2001.

Por la Comisión

Mario MONTI

Miembro de la Comisión

*ANEXO I***COMPROMISOS**

El texto completo en lengua española de los compromisos contemplados en el artículo 1, puede consultarse en el sitio de internet de la Comisión Europea siguiente:

Internet: http://europa.eu.int/comm/competition/index_en.html

*ANEXO II***COMPROMISOS**

El texto completo en lengua española de los compromisos contemplados en el artículo 1, puede consultarse en el sitio de internet de la Comisión Europea siguiente:

Internet: http://europa.eu.int/comm/competition/index_en.html
